

MERCADO ELÉCTRICO PERUANO: PRINCIPIOS Y MECANISMOS DE OPERACIÓN Y SISTEMAS DE PRECIOS

Roberto Santivañez
Bachiller en Derecho
Pontificia Universidad Católica del Perú

Con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844, en adelante, junto con sus normas modificatorias, interpretativas y ampliatorias, referida como la “Ley”) y su reglamento (Decreto Supremo 09-93-EM, en adelante junto con sus normas modificatorias, interpretativas y ampliatorias, referida como el “Reglamento”), se produjo un cambio sustantivo en los principios y reglas para el desarrollo de operaciones y actividades en el sector eléctrico peruano. El sistema propuesto por la Ley se apartaba de forma radical de aquel desarrollado por la Ley General de Electricidad.

Dicho cambio se ubica dentro de un contexto global de reformulación de los marcos regulatorios para la actividad eléctrica que viene siendo implementado en diferentes naciones, con el propósito de establecer modelos que permitan la operación eficiente y competitiva de los sistemas o mercados eléctricos. El modelo implementado en el Perú tiene sus antecedente más próximos en el modelo chileno, el cual a su vez sigue al modelo argentino, teniendo al modelo británico, implementado a principios de los años ochenta, como su antecedente remoto más representativo (por ello, en adelante, toda referencia al modelo peruano se entiende tributaria de sus antecesores, no pretendiéndose indicar que determinadas características o elementos sean propios o exclusivos de dicho modelo).

Con la finalidad de establecer condiciones para un mercado eficiente y competitivo el sistema peruano se basa, a grandes rasgos, en (i) la segmentación de las tres principales actividades (generación, transmisión y distribución) que se desarrollan en el mercado, (ii) la especialización de las empresas eléctricas en cada una de estas actividades, (iii) un régimen

El mercado eléctrico peruano es un tema que ha recibido escasa atención por los estudiosos de nuestro Derecho, a pesar de su evidente importancia para diversos sectores de la economía nacional. Tal vez uno de los motivos principales para este desinterés sea la complejidad inherente a la materia, que incluso puede desalentar cualquier tentativa de análisis jurídico. Sin embargo, el autor del presente artículo se dedica precisamente a analizar los aspectos más relevantes de nuestro mercado eléctrico, tales como los sistemas eléctricos interconectados, sus actores y la operación económica de los mismos. Resulta especialmente importante el tratamiento brindado al sistema de precios en el mercado eléctrico peruano, sistema que opera sobre la base de un principio general en virtud del cual existe régimen de libertad de precios para los suministros u operaciones que pueden efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que lo requieren por su naturaleza.

de libertad de precios para los suministros que pueda efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran; (iv) la interconexión de los sistemas eléctricos y (v) la administración privada de la operación de los sistemas interconectados bajo principios de eficiencia (minimización de costos y garantía de calidad en el suministro de electricidad).

Para graficar la reestructuración de la actividad eléctrica, resultante de los cambios introducidos por la Ley, resulta útil tomar el caso de Electrolima. Bajo el sistema anterior de la Ley General de Electricidad, Electrolima desarrollaba operaciones de generación (producción de electricidad), transmisión (transporte de electricidad) y distribución (suministro a usuarios de servicio público) calificando en lo que se conoce como "empresa eléctrica integrada" (*integrated power utility*). Promulgada la Ley y dentro de los actos previos a su privatización, Electrolima fue reestructurada y rescindida en diferentes empresas sobre la base de sus unidades de negocio; la actividad de generación fue asignada a EDEGEL, la de distribución fue asignada a diferentes empresas siendo las más importantes EDELNOR (zona norte de Lima Metropolitana) y EDELSUR (hoy Luz del Sur, zona sur de Lima Metropolitana), mientras que la transmisión fue asignada a las nuevas empresas de distribución y generación, escindidas a partir de Electrolima, y a ETECEN (empresa creada a partir de las unidades de negocio de transmisión de ELECTROPERU) en un proceso paralelo.

La asignación de actividades de transmisión a empresas de distribución y generación no es contraria al principio de segmentación y especialización de las actividades eléctricas propuesto por la Ley: las empresas de distribución y generación pueden realizar actividades de transmisión en Sistemas Secundarios de Transmisión más no en el Sistema Principal de Transmisión según la definición y clasificación que será explicada más adelante.

I. LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INTERCONECTADOS

Los sistemas eléctricos interconectados (en adelante "Sistemas Interconectados" o en singular como

"Sistema Interconectado") se constituyen en el medio por excelencia para la operación e interacción eficiente y competitiva de los diferentes actores involucrados en la actividad eléctrica, resultando ser el natural soporte material del mercado eléctrico¹.

Un Sistema Interconectado puede ser descrito como una gran red que integra empresas de generación, de transmisión, de distribución y clientes libres², mediante la cual se realiza el intercambio y transporte (sistemas de transmisión) de electricidad desde los puntos de producción o inyección (centrales de generación) hasta los puntos de consumo o retiro (sistemas de distribución y clientes libres). El cuerpo principal de dicha red esta compuesto por los sistemas de transmisión, los cuales comprenden líneas de transmisión y subestaciones que interconectan las centrales de generación (puntos de inyección de electricidad) con los sistemas de distribución y los clientes libres (puntos de retiro de electricidad).

Un sistema interconectado es comparable a una gran piscina con múltiples puntos de ingreso o inyección de agua y múltiples puntos de salida o retiro de agua. Siguiendo esta comparación, las empresas de generación inyectan agua al sistema, las empresas de distribución y los clientes libres retiran agua del sistema y las empresas de transmisión se encargan de transportar el agua de un punto a otro.

La descripción detallada de los componentes de los Sistemas Interconectados es la siguiente:

1. Centrales de Generación

Las centrales de generación son principalmente de dos clases, hidráulicas o térmicas. Es importante identificar la naturaleza diferente de ambas formas de generación eléctrica, puesto que ello fundamenta tratamientos regulatorios, operacionales y comerciales diversos, que serán desarrollados a lo largo del presente artículo. En nuestro país no se han desarrollado comercialmente otras formas de producción de electricidad tales como la generación geotérmica (calor y presión del subsuelo), eólica (fuerza del viento), o nuclear (fisión atómica), razón por la cual el presente trabajo se refiere únicamente a la generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

¹ En el Perú existen dos Sistemas Interconectados, el Sistema Interconectado Centro Norte y el Sistema Interconectado Sur, los cuales se espera unificar para el año 2001 cuando entre en operación la línea de transmisión Mantaro - Socabaya recientemente licitada. Existen también sistemas aislados en zonas remotas del territorio peruano, en los cuales no se presentan condiciones de competencia y su poca trascendencia respecto del modelo peruano ha determinado que no sean incluidos en el presente artículo.

² Los clientes libres son aquellos cuya demanda máxima de consumo es superior a 1 MW (Megawatt o Megavatio) o su equivalente 1,000 KW (Kilowatts o kilovatios), por lo cual no son considerados clientes de servicio público de electricidad.

Las centrales hidroeléctricas son aquellas que desarrollan el aprovechamiento de aguas (caídas, embalses, etc.) para la producción de electricidad, por ejemplo la Central Hidroeléctrica de Mantaro. Las centrales termoeléctricas son aquellas que transforman la energía calorífica de los combustibles (diesel, residual, gas natural, carbón, etc.) en electricidad, por ejemplo la Central Termoeléctrica de Ventanilla.

Las centrales de generación están compuestas por una o más unidades de generación, por ejemplo, la Central Termoeléctrica de Ventanilla esta conformada por cuatro unidades (turbinas de ciclo combinado en este caso) de generación, las cuales pueden ser de diferentes tecnologías y dimensiones y son operadas de forma autónoma.

La unidad de medida de las dimensiones y capacidad de producción de una unidad de generación son Watts o Vatios³ (en adelante serán utilizados únicamente los Watts, debiendo tenerse en cuenta que ambas denominaciones se refieren a una misma unidad de medida).

La capacidad de generación máxima instantánea de una unidad de generación es denominada potencia. Responde a la pregunta de ¿cuál es la producción de una unidad generando al máximo de su capacidad en un instante?, es decir, el pico más alto de la curva de producción de la unidad. Respecto de la potencia debe tenerse en cuenta los siguientes conceptos:

- **Potencia Nominal:** Según las especificaciones de fabricación, es la potencia máxima que puede teóricamente alcanzar la unidad de generación. Por ejemplo una turbina fabricada para producir 100 MW.

- **Potencia Disponible (*availability*):** Normalmente inferior y nunca superior a la Potencia Nominal. Es la potencia máxima cuya generación, en la práctica, puede garantizar dicha unidad considerando su inhabilidad por mantenimientos de rutina y las circunstancias reales de su operación (condiciones atmosféricas, calidad de combustible, estado de mantenimiento de la unidad, etc.). Ejemplo, la turbina de 100 MW sólo puede garantizar la producción de 96 MW.

- **Potencia Firme:** Normalmente inferior y nunca superior a la Potencia Disponible. Es un concepto

más comercial que técnico, introducido por la Ley, que se refiere a la capacidad de generación cuya producción garantiza cada unidad al Sistema Interconectado y es el límite máximo a la potencia que puede ser comercializada. La Potencia Firme es asignada a cada unidad de generación sobre la base de un procedimiento de cálculo estadístico y de proyecciones de la demanda del Sistema Interconectado que será explicado más adelante. La suma de la Potencia Firme asignada a cada unidad debe coincidir con la demanda máxima del Sistema Interconectado, por lo cual, de existir mayor Potencia Disponible agregada en dicho sistema, a cada unidad le será asignada un volumen de Potencia Firme menor a su Potencia Disponible. En el ejemplo, la turbina de 100 MW, con Potencia Disponible de 96 MW, recibe en asignación Potencia Firme por 92 MW.

La producción de una unidad de generación durante cierto período de tiempo es expresada normalmente en KWh (kilowatt hora), la cual es a su vez la unidad de medida de energía producida. Responde a la pregunta de ¿cuál es la producción total de energía de una unidad durante un período determinado de tiempo?, es decir, todas las unidades de energía comprendidas debajo de la curva de producción de la unidad durante cierto tiempo. Para períodos más largos la producción de energía de una unidad es normalmente medida en unidades de KW/mes o GWh/año. Respecto de la energía existen conceptos similares a los indicados para la potencia, tales como Energía Disponible y Energía Firme.

Potencia y energía, garantía de producción y producción efectiva, respectivamente, son dos conceptos diferentes y básicos para la comprensión de las operaciones en el mercado eléctrico y para los propósitos del presente artículo.

2. Sistemas de Transmisión:

Como se adelantó, los sistemas de transmisión están compuestos principalmente por líneas de transmisión y subestaciones.

Las líneas de transmisión (torres y cables) transportan la electricidad entre los diferentes tramos del Sistema Interconectado, es decir, entre (i) una central de generación y una subestación, (ii) dos subestaciones diferentes, (iii) una subestación y un

³ Para facilitar las referencias a esta unidad de medida, tener en cuenta lo siguiente:

1kW (Kilowatt)	= 1,000 W (Watts)
1 MW (Megawatt)	= 1,000 KW
1 GW (Gigawatt)	= 1,000 MW

sistema de distribución, y (iv) una subestación y cliente libre. Las características principales de las líneas de transmisión son capacidad (medida en Watts al igual que la potencia de las unidades de generación) y tensión (medida en Voltios).

La capacidad de la línea se refiere a la potencia máxima (MW) que puede transportar, es decir, cuánta energía puede soportar que le sea inyectada en un instante. La tensión de la línea se refiere al voltaje que ha de tener la energía de ser transportada⁴.

Apoyándonos en el símil del agua, utilizado para graficar un Sistema Interconectado (gran piscina), la línea de transmisión sería una tubería, capacidad y tensión serían, respectivamente, la cantidad de agua que puede transportar y la presión de agua que puede soportar dicha tubería.

De otro lado, las subestaciones son instalaciones ubicadas a los extremos de las líneas de transmisión (grandes transformadores y patios de llaves) donde se concentra o divide energía (una línea de un lado y dos del otro) y/o donde se transforma la tensión de la misma (línea de alta tensión de un lado y de media tensión del otro)⁵.

En el ejemplo del agua, la subestación es una caja de llaves que permite concentrar o separar agua así como conectar tuberías de diferentes tamaños (volúmenes y presiones/capacidad y potencia).

Como se indicara en párrafos precedentes, los sistemas de transmisión se clasifican en dos grupos, Sistema Principal y Sistemas Secundarios.

- Sistema Principal de Transmisión (Sistema Principal): Califican como Sistema Principal las líneas y subestaciones que tienen múltiples usuarios, entendiendo como usuario a la empresa en beneficio de quien se efectúa el transporte y/o transformación.
- Sistemas Secundarios de Transmisión (Sistema Secundario) Califican como Sistemas Secundarios aquellos sistemas de transmisión cuyo usuario, excepcionalmente más de uno, es plenamente identificable, y comprenden los segmentos de la red comprendidos entre (i) las centrales de generación con el Sistema Principal, en este caso el usuario es el Gene-

rador, (ii) el Sistema Principal y los sistemas de distribución, el usuario es la empresa de distribución, y (iii) el Sistema Principal y clientes libres, el usuario es el cliente libre.

Para la calificación de un sistema de transmisión como principal o secundario no interesa la capacidad ni tensión de las líneas o subestaciones.

Sirviéndonos de la comparación con el agua, el Sistema Principal sería la parte central de la piscina con múltiples usuarios donde se ha mezclado el agua proveniente desde más de un punto de inyección, no pudiendo identificarse más al propietario original de la misma; los Sistemas Secundarios serían las tuberías o ductos por donde ingresa y es retirada el agua de la piscina.

Considerando las características de pluralidad o singularidad de usuarios, la distinción entre los segmentos de la red como pertenecientes al Sistema Principal o a Sistemas Secundarios hace posible que:

- Los costos de transmisión del Sistema Principal sean distribuidos entre todos los usuarios del sistema, mientras que aquellos correspondientes al Sistema Principal sean de cargo de su beneficiario.
- La titularidad y operación de las instalaciones del Sistema Principal corresponda a una empresa no usuaria. Es permitido que un Generador, empresa de distribución o cliente libre opere instalaciones pertenecientes a Sistemas Secundarios. La operación en Sistema Principal es exclusiva de las empresas de transmisión.

3. Sistema de Distribución

Los sistemas de distribución son similares a un Sistema Interconectado pero a diferente escala, comprenden una red de líneas de transmisión y subestaciones que permite transportar energía proveniente del Sistema Interconectado hasta los clientes o usuarios de servicio público de electricidad. Los sistemas de distribución califican siempre como Sistemas Secundarios, son operados por la empresa de distribución y se ubican dentro del área de la concesión de distribución otorgada a dicha empresa.

⁴ La tensión es un atributo de la energía eléctrica que refiere a la velocidad de movimiento de los electrones. La unidad de medida normalmente utilizada es el Kilovoltio, según el siguiente detalle: 1,000 V (Voltios) = 1 kV (Kilovoltio). Para graficar los niveles de tensión téngase en cuenta que una instalación doméstica es de 220 V (baja tensión), mientras que la tensión óptima para el transporte en los sistemas de transmisión es 220 kV (220,000 V o muy alta tensión).

⁵ Las funciones de las subestaciones son similares a aquellas de diferentes artículos que utilizamos diariamente tales como transformadores de 220 V a 110 V, adaptadores de corriente alterna a corriente directa AC/DC, estabilizadores de voltaje, conectores múltiples, etc.

Los usuarios de servicio público de electricidad son todos aquellos cuya demanda máxima es no mayor de 1 MW. Ellos gozan del derecho de exigir el suministro eléctrico, a precio regulado, de la empresa de distribución, siempre que desde el sistema de distribución se pueda tener acceso al punto de suministro o consumo de dicho usuario. Como contraparte, las empresas de distribución gozan del derecho monopólico respecto del suministro de los usuarios de servicio público dentro del área de su concesión.

4. Clientes Libres

Los clientes libres o no regulados (aquellos con una demanda máxima superior a 1 MW), pueden estar conectados tanto a una Sistema de Interconectado, como a un sistema de distribución o aislado (de manera aislada).

En esta parte del presente artículo basta con indicar que aquellos clientes libres con acceso directo al Sistema Interconectado son plantas industriales con demandas en volúmenes significativos que, en muchos casos, poseen centrales o empresas de generación propias (Centromin Perú, Shougang-Hierro Perú, Siderperú, etc.) y que, en tiempos previos al crecimiento de los Sistemas Interconectados, operaban como sistemas aislados. La interconexión de dichos clientes libres se da por dos razones principalmente (i) los beneficios tributarios (exoneración del ISC sobre combustibles, importante para generadores termoeléctricos) otorgados a favor de las empresas dedicadas exclusivamente a actividades eléctricas y que operan dentro de Sistemas Interconectados (por ejemplo, en el caso de Shougang-Hierro Perú explica la creación de Shougesa como empresa eléctrica subsidiaria), y (ii) los beneficios, a nivel de precios de energía, que se obtienen del sistema de transferencia de energía entre generadores por operación económica de los sistemas interconectados (mercado spot, al cual entraremos en detalle más adelante).

II. LOS ACTORES

Los actores o partes intervinientes en la operación de un Sistema Interconectado, así como aquellos que actúan en el mercado eléctrico peruano son:

1. Empresas de Generación Eléctrica (Generadores): Edegel, Etevensa, Egenor, Electroperú, EEP SA, Aguaytía Energy, ElectroAndes, Shougesa, Cahua, Egasa, Egesur, Egemsa, etc.

Son las empresas titulares y operadoras de las centrales de generación eléctrica.

Un Generador puede operar simultáneamente varias centrales, sean estas hidroeléctricas, termoeléctricas o de ambas clases. Para la operación de cada central se requerirá del otorgamiento, por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), de una Concesión de Generación o de una Autorización, según corresponda.

Las centrales hidroeléctricas requieren de una Concesión de Generación Hidroeléctrica cuando la potencia o capacidad de generación instalada de la central supere a los 10 MW⁶. Cuando dicha potencia sea de 10 MW o inferior bastará una Autorización de Generación Hidroeléctrica.

Las centrales Termoeléctricas requieren de una Autorización de Generación Termoeléctrica cuando la potencia o capacidad de generación instalada de la central supere los 0.5 MW (500 kilowatts). Cuando dicha potencia sea de 0.5 MW o inferior bastará un permiso especial otorgado por el MEM.

2. Empresas de Transmisión (Empresas de Transmisión): Etecen y Etesur.

Estas empresas son las titulares y operadoras de las instalaciones de los sistemas de transmisión eléctrica (línea de transmisión y subestaciones).

Para la operación de sistemas de transmisión tanto en Sistema Principal como Sistema Secundario se requiere de una Concesión de Transmisión Eléctrica otorgada por el MEM.

3. Empresas de Distribución Eléctrica (Empresas de Distribución): Edelnor, Luz del Sur, Seal, Hidrandina, Electronorte, Electro Noroeste, Electro Centro, etc.

Estas empresas son las titulares de las Concesiones de Distribución de Servicio Público de Electricidad otorgadas por el MEM. Estas concesiones otorgan a su titular el derecho exclusivo y excluyente para suministrar, a precios regulados, electricidad a los usuarios del servicio público de electricidad dentro de la zona de su área de concesión. Adicionalmente podrá suministrar a clientes libres (no regulados) dentro de su área de concesión.

4. Clientes Libres: Como se ha señalado, califica como cliente libre todo consumidor que tenga una

⁶ El derecho al aprovechamiento del agua (recurso natural renovable) es otorgado a particulares mediante concesión de conformidad con lo dispuesto en el artículo 66 de la Constitución Política del Perú.

demanda máxima de potencia superior a 1 MW (1,000 kilowatts). Estos clientes podrán contratar libremente al suministro de su demanda de electricidad con Generadores o Distribuidores o, alternativamente, instalar sus propias unidades de generación. Los Clientes Libres pueden estar conectados al Sistema Interconectado o a un sistema de distribución.

En caso el Cliente Libre optase por su autogeneración, deberá contar con las Concesiones (Generación o Transmisión) o Autorizaciones o permisos especiales de generación otorgados por el MEM que resultasen necesarios.

5. Empresas Independientes de Operación y Mantenimiento: No existentes en nuestro medio. Estas son empresas que, bajo contrato con los titulares de la actividad eléctrica (Generadores, Empresas de Transmisión o de Distribución, Cliente Libre), prestan servicios focalizados y especializados de operación y/o mantenimiento de centrales de generación, sistemas de transmisión y sistemas de distribución.

6. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES): El COES, organismo integrado por los principales Generadores y los titulares del Sistema Principal de transmisión, es responsable de la administración y operación técnica y comercial del Sistema Interconectado, siendo su obligación principal garantizar, al más bajo costo, la calidad y continuidad en el suministro de la demanda del Sistema Interconectado (demanda agregada de Distribuidores y Clientes Libres interconectados).

Haciendo nuevo uso del símil de la piscina, COES sería el encargado de coordinar, al mínimo costo, la inyección de agua de manera tal que la piscina mantenga un volumen y una presión de agua constantes.

7. Ministerio de Energía y Minas (MEM): El MEM, a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), evalúa y otorga las Concesiones y Autorizaciones, así como los permisos especiales, necesarios para realizar actividades dentro de los Sistemas Interconectados. Asimismo, goza de facultades reglamentarias, dentro del marco de la Ley, respecto de las operaciones que realizan los diferentes actores del sistema. Las facultades de supervisión, fiscalización y sanción han sido recientemente transferidas al OSINERG.

8. Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE): Organismo gubernamental descentralizado que tiene como función determinar y fijar los Precios de Potencia,

Energía, Valores Nuevos de Reemplazo (de sistemas de transmisión y distribución), Costos de Transmisión y el Valor Agregado de Distribución trasladables a los Clientes Regulados. Los procedimientos utilizados para la determinación de dichos precios y costos serán desarrollados más adelante.

Adicionalmente, la CTE goza de facultades dirimientes de conflictos entre empresas eléctricas respecto de la determinación de precios y valores no determinados por las partes.

9. Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG): Organismo de reciente creación (Ley 26734), sus funciones, entre otras no relevantes para los fines del presente artículo, son las de fiscalizar el cumplimiento de todas las disposiciones que componen el marco regulatorio legal, técnico y comercial de las actividades eléctricas.

Asimismo, OSINERG tiene las facultades de sancionar e imponer multas a cualquiera de los actores del mercado eléctrico por el incumplimiento de las disposiciones referidas en el párrafo anterior. Adicionalmente, goza de facultades para resolver en última instancia administrativa toda disputa, entre diferentes actores, relativa a compensaciones y penalidades por incumplimiento de las normas técnicas de calidad para la actividad eléctrica.

III. BIENES Y SERVICIOS

Los principales bienes y servicios que son objeto de operaciones comerciales en el mercado eléctrico son los siguientes:

1. Potencia: La potencia es la garantía de suministro de energía que otorga el proveedor al consumidor. Cuando se contrata potencia, el proveedor reserva una parte de su capacidad para el consumidor.

Por ejemplo, un Generador contrata con un Cliente Libre; la demanda del Cliente Libre (por las características de su proceso industrial) no es constante a lo largo del día o mes llegando, en los momentos de mayor consumo (con la industria trabajando a tope), hasta 25 MW. Por ello las partes contratan 25 MW de potencia, lo que significa que el Generador garantiza al Cliente Libre que habrá hasta 25 MW a su disposición para cuando los necesite. Asimismo, el Generador internamente reserva 25 MW de su potencia que no podrá comprometer respecto de otros clientes.

La venta de potencia se realiza principalmente a través de dos sistemas alternativos de contratación:

(i) sistema de potencia contratada y (ii) sistema de máxima demanda leída.

• **Potencia Contratada:** Mediante este sistema el consumidor se obliga a realizar pagos mensuales fijos por potencia, los cuales se determinan multiplicando las unidades de potencia contratadas ("xx" MW) por el precio unitario de potencia ("yy" \$/MW). No interesa que la máxima demanda del consumidor haya sido inferior a la potencia contratada durante el período facturado. Por el contrario, si la demanda máxima es mayor a la potencia contratada el exceso es pagado con un factor de recargo.

• **Máxima Demanda Leída:** Mediante este sistema el consumidor se obliga a un pago mensual variable por potencia, el cual se determina multiplicando el volumen de la máxima demanda registrada durante el período de facturación por el precio unitario de potencia. Para estos fines, las partes convienen en un límite máximo de potencia comprometida que, de ser superado por la máxima demanda del consumidor, dará lugar al pago de recargos por exceso.

Considerando que la venta de potencia es una garantía de suministro, los precios de potencia han de retribuir los costos fijos del Generador, es decir, ¿cuánto cuesta tener una unidad de generación lista para producir energía ("despachar" en el argot del sector) cuando el consumidor lo necesite? El precio unitario de potencia ha de reflejar los costos fijos (inversión, mantenimientos mayores, personal fijo, etc.) de una unidad de generación divididos entre el número de unidades de potencia que pueda comercializar el Generador.

2. Energía: La venta o suministro de energía es normalmente retribuida sobre la base del consumo efectivamente realizado ("xx" kWh), durante el período de facturación, multiplicado por el precio unitario de energía ("yy" \$/kWh), salvo en aquellos casos donde se garantice un consumo mínimo o se acuerde un pago mínimo periódico por consumo de energía.

Es importante identificar dos clases de energía: energía activa y energía reactiva. La energía activa es aquella a la que nos hemos venido refiriendo a lo largo del presente artículo; la energía reactiva puede ser entendida como un componente o producto paralelo que siempre acompaña a la energía activa en un factor determinado.

El precio unitario de la energía activa refleja los costos variables del Generador, es decir, los costos adicionales (diferentes de los costos fijos) en que

incurre el Generador para producir cada unidad de energía que es despachada (combustible, mantenimientos determinados por el tiempo de operación de la máquina, etc.).

Por lo general, el consumo de energía reactiva dentro de los límites normales en que dicho producto acompaña a la energía activa no da lugar a pagos adicionales; por el contrario, cuando este consumo supera dicho límite (en estos casos se destina energía activa al consumo de reactiva dándose lugar inclusive a desequilibrios dentro del Sistema Interconectado e interrupciones en el suministro continuo de energía) los pagos son tratados, alternativamente, como pagos por consumo, compensaciones o inclusive penalidades, haciéndose necesario en algunos casos invertir fondos en la instalación de equipos de compensación reactiva para permitir un suministro de energía continuo y de calidad.

3. Transporte y Transformación: Estos son los servicios propios de las actividades de transmisión eléctrica. En el sistema peruano estas actividades, así como el rol de las empresas de transmisión, puede ser calificado de pasivo debido a que las empresas de transmisión están incapacitadas para comerciar con potencia, y la prestación de los servicios de transporte y transformación no se presenta dentro de un medio de competencia, no existiendo mecanismos claros que promuevan la eficiencia en la prestación de tales servicios.

La ausencia de competencia en dichos servicios se explica porque, (i) respecto del Sistema Principal, los términos y condiciones comerciales y contractuales para los servicios de transporte y transformación, así como el acceso al Sistema Principal, son materia de extensa regulación y, (ii) en el caso de los Sistemas Secundarios, la existencia de dichos sistemas se justifica en las necesidades del usuario (Generador, Empresa de Distribución o Cliente Libre), respecto de las cuales tienen la condición de sistemas dedicados o exclusivos (el libre juego de oferta y demanda solamente se presenta al momento de la elección para la construcción o instalación de un Sistema Secundario).

De esta forma, las retribuciones por servicios de transmisión y transformación tienden a remunerar la totalidad de los costos (inversión, operación y mantenimiento) en que incurren las Empresas de Transmisión, mediante mecanismos que serán explicados más adelante en la sección de sistemas de precios, prescindiendo en muchos casos de la calidad de los servicios prestados.

Conviene en este punto indicar cuáles son los parámetros principales de calidad en estos servicios:

- **Continuidad en el servicio:** Los servicios deben ser continuos e ininterrumpidos. Las interrupciones, además de casos fortuitos o de fuerza mayor (actos terroristas, terremotos, tormentas eléctricas, etc.) pueden deberse a negligencia en las labores de mantenimiento, operación y renovación de la instalación.

- **Tensión y ciclaje:** la energía debe ser transportada y/o transformada en tensiones y ciclajes determinados que no pueden oscilar (caídas o alzaes de tensión) por sobre ciertos límites máximos permisibles (+/- 5% para tensión y +/- 1 Hertz para el ciclaje, son los estándares técnicos vigentes).

- **Pérdidas:** Todo transporte de energía sufre pérdidas en atención a la tensión utilizada, la distancia transportada y la calidad y tecnología de los equipos utilizados. Los volúmenes de energía inyectados en un extremo de la línea de transmisión son siempre mayores que aquellos retirados en el otro extremo y las pérdidas son referidas en un factor o porcentaje de la energía transportada, existiendo factores máximos permisibles para dichas pérdidas que permiten evaluar la calidad del de transmisión prestado.

4. Distribución: Estos servicios, prestados por las Empresas de Distribución, corresponden a la administración de los sistemas de distribución, que incluye, entre otros, (i) transmisión (dentro del sistema de distribución) y transformación (de alta tensión a media y baja tensión), considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento de las redes, (ii) el suministro de los clientes de servicio público de electricidad, así como, (iii) la medición, facturación y cobranza a los usuarios.

Las retribuciones por estos servicios se encuentran sujetas a regulación de precios mediante sistemas complejos de tarifas que incluyen el traslado de costos de generación y transmisión, la valorización de las pérdidas y el denominado Valor Agregado de Distribución (VAD), mediante el cual se retribuye propiamente los servicios de distribución. El sistema de tarifas y precios para usuarios de servicio será desarrollado más adelante en la sección de sistemas de precios.

5. Operación y Mantenimiento: Como fuera adelantado, los servicios de operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones de generación, transmi-

sión o distribución, son prestados por empresas especializadas en beneficio del titular de la actividad. Estos servicios son prestados bajo plenas condiciones de competencia.

IV. OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS INTERCONECTADOS

Antes de pasar a la presentación de los sistemas de precios en el mercado eléctrico peruano, parte final del presente artículo, es importante desarrollar determinados conceptos, mecanismos y procedimientos propios de la operación económica de los Sistemas Interconectados, para hacer posible una comprensión plena de dichos sistemas de precios.

Se ha dicho que COES es el organismo responsable a cargo de la administración y operación técnica y comercial del Sistema Interconectado, siendo su obligación principal garantizar, al más bajo costo, la calidad y continuidad en el suministro de la demanda del Sistema Interconectado. Dichas labores son conocidas como Operación Económica de Sistemas Interconectados e incluyen, principalmente:

1. Programas de Despacho: Considerando que la demanda del Sistema Interconectado es variable a lo largo del día, COES debe establecer programas de operación (despacho de energía) para las centrales de generación, de manera que la demanda se encuentre siempre satisfecha sin que se presenten excesos en la oferta. Mediante dichos programas de operación o despacho la oferta de energía debe variar a lo largo del día en paralelo respecto de la demanda.

La determinación, de manera eficiente y a mínimo costo, del orden en el despacho (arranque y producción de energía) de las centrales de generación y el programa de operación, es efectuada por COES sobre la base de los costos variables de operación de cada unidad de generación (recordemos que las centrales de generación están conformadas por una o más unidades), esto es, el costo en que incurre cada unidad de generación para producir una unidad adicional de energía (expresado en US Dólares por kilowatt hora: US\$/kWh) y la consideración del factor de pérdida⁷. Por ende, las unidades de generación serán programadas para despacho en orden de eficiencia (del más bajo al más alto costo variable de operación).

Como será fácil imaginar, las unidades hidroeléctricas son programadas para despacho antes que las

⁷ El costo de la energía se incrementa, entre cada segmento del sistema de transmisión, en un valor inversamente proporcional al factor de pérdida. Consecuentemente, la ubicación en la red de las unidades de generación respecto de los mayores centros de consumo es tomada en cuenta para la determinación del costo de oportunidad de la energía y la programación del despacho.

unidades termoeléctricas debido a que sus costos variables de producción de energía son más bajos (costo del agua versus costos de combustibles). Sobre la determinación de los costos variables de las unidades de generación regresaremos a propósito de los precios de transferencia en el mercado spot.

2. Cálculo y asignación de Potencia Firme: La forma más sencilla de definir Potencia Firme es como la porción de la Potencia Disponible (potencia máxima cuya generación puede ser garantizada) de una unidad de generación eléctrica que le es asignada por COES para cubrir y garantizar la demanda máxima de potencia del Sistema Interconectado.

Para un Generador la Potencia Firme, asignada a sus unidades de generación, más la Potencia Firme que eventualmente adquiere de otro generador, constituye el límite máximo legal de potencia garantizada que puede colocar entre sus clientes.

Cuando una empresa de generación contrate con sus clientes la venta de volúmenes de potencia superiores a la Potencia Firme (propia o adquirida de otro generador), el exceso de potencia contratada (comprometida) con sus clientes deberá ser cubierto mediante transferencias de potencia determinadas y valorizadas por COES. Dichas transferencias de potencia suponen la compra de potencia de otros generadores que tengan excedentes de Potencia Firme⁸.

Sin perjuicio de la complejidad del cálculo de la Potencia Firme, importa a los propósitos del presente artículo tener en cuenta las premisas siguientes:

- La suma total de la Potencia Firme asignada a las unidades de generación de un sistema eléctrico deberá coincidir con la demanda máxima de dicho sistema.
- El volumen de potencia que una unidad de generación puede garantizar se determina en función a un cálculo de probabilidades.
- Los escenarios respecto de los cuales se efectúa el cálculo de probabilidades difieren según se trate de unidades térmicas o hidráulicas.
- Para el caso de unidades térmicas los escenarios consideran la disponibilidad de la unidad (cuantas veces no puede operar por razones de manteni-

miento), la temperatura y presión atmosférica del lugar donde se encuentra la planta (ello afecta la eficiencia), la calidad del combustible (el contenido calorífico del combustible también afecta la eficiencia), entre otros.

- Para el caso de unidades hidráulicas los escenarios consideran principalmente las condiciones hidrológicas según registros históricos (volúmenes de agua disponibles en los años anteriores).

Por ejemplo, para una unidad térmica de 80 MW⁹, el cálculo de probabilidades podría ser el siguiente:

- 80 MW pueden ser producidos, y por lo tanto garantizados, en 90 casos de 100, entonces con un factor de 90% la potencia garantizable es 80MW.
- Luego, en 92 casos de 100 la potencia producida fue no menor de 77 MW, entonces con un factor de 92% la potencia garantizable es 77 MW.
- Luego, en 95 casos de 100 la potencia producida fue no menor de 73 MW, entonces con un factor de 95% la potencia garantizable es 73 MW.

Es una regla estadística que la utilización de factores de probabilidad mayores implica mayores márgenes de error, lo cual, para este caso, supone la reducción de la potencia garantizable en igual proporción al incremento del margen de error.

El factor de probabilidad a ser utilizado para determinar la potencia que puede garantizar la unidad de generación del Sistema Interconectado deberá ubicarse dentro de un rango de 90% a 98%, pudiendo ser variado el límite inferior por el MEM a propuestas de COES.

El cálculo y asignación de la Potencia Firme de cada unidad de generación del Sistema Interconectado se efectúa cada diciembre respecto del año siguiente. El procedimiento de cálculo y asignación es, en resumen, el siguiente:

- De forma preliminar, la potencia garantizable por las unidades de generación se calcula considerando un factor de probabilidad de 95%.
- Luego se proyecta cuál será la curva de demanda máxima del sistema para el año siguiente.

⁸ En estos casos, siempre habrá potencia firme disponible para estas transferencias, es decir habrá otro(s) generador(es) con excedentes de Potencia Firme no comprometida con clientes, considerando que la suma total de la Potencia Firme asignada a cada unidad de generación del sistema eléctrico deberá coincidir con la demanda máxima del mismo sistema.

⁹ Esta potencia corresponde a la potencia nominal de fabricación, según la cual dicha unidad debería producir 80MW en condiciones atmosféricas y climatológicas ideales y utilizando un combustible de determinada calidad, entre otros factores.

- Inmediatamente después se coloca la potencia garantizable de las unidades de generación, al 95% de probabilidad, en la curva de demanda máxima proyectada.

- Si la suma total de la potencia garantizable al 95% es inferior a la demanda máxima proyectada, se reducirá el factor de probabilidad hasta que el incremento de la potencia garantizable cubra el total de la demanda proyectada. La Potencia Firme se asignará respecto de la potencia garantizable con este nuevo factor de probabilidad superior a 95% hasta un límite de 98%.

- Si la potencia garantizable con un factor de probabilidad de 98% continúa siendo superior a la demanda máxima proyectada, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas indica que debe efectuarse una reducción proporcional de la potencia de las unidades hidroeléctricas.

De esta forma, la Potencia Firme se calcula y asigna por períodos anuales (actualmente se realiza al 31 de diciembre del año anterior a cada período), salvo que se prevea y planifique el ingreso de nuevas unidades durante el transcurso de dicho año.

Siempre que se de una alteración de la relación entre oferta y demanda, sea por el ingreso o retiro de unidades de generación, variación en las condiciones hidrológicas, incremento o reducción del consumo, entre otras, deberá efectuarse un nuevo cálculo y asignación de Potencia Firme para el período siguiente que en definitiva alterará los valores asignados a cada generador.

El ingreso al sistema de nuevas unidades de generación sin un incremento correlativo de la demanda del sistema, que resulta ser el escenario más probable, tendrá como efecto la reducción proporcional de la Potencia Firme asignada a los generadores preexistentes, por el valor total de la Potencia Firme que se asigne al nuevo generador¹⁰.

3. Transferencia de energía entre generadores (mercado spot): Los clientes de los Generadores retiran energía del Sistema Interconectado en la medida de sus necesidades, sin importarles que la unidad de dicho Generador se encuentre despachando o no, en atención al programa de operación a mínimo costo. De esta forma, pueden presentarse situaciones alternativas en las cuales (i) los clientes de un Generador

han consumido más energía de la que éste ha producido o, caso contrario, (ii) un Generador ha producido más energía que la consumida por sus clientes.

La transferencia de energía entre generadores, mercado spot o sistema de piscina (*pool system*), según se le prefiera denominar, opera como un mecanismo mediante el cual un Generador, alternativamente según sus necesidades, (i) adquiere de otro Generador la energía que le falta, la cual retira de la "piscina", para cumplir con el suministro a sus clientes o, (ii) vende a otro Generador su excedente de energía, aquella inyectada a la "piscina" no requerida por sus clientes. El detalle operativo de este procedimiento será desarrollado en la sección de sistemas de precios.

4. Transferencia de potencia de punta entre generadores: La transferencia de potencia entre generadores corresponde a los excesos de potencia garantizada contratados por cada generador con sus clientes por sobre su Potencia Firme; dichas transferencias son determinadas por COES en atención a la contratación de potencia establecida normativamente. El detalle de este procedimiento de transferencia será presentado en la sección de sistemas de precios.

V. SISTEMAS DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

En materia de precios el modelo peruano opera sobre la base de un principio general en virtud del cual existe régimen de libertad de precios para los suministros u operaciones que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que lo requieran por su naturaleza.

Las operaciones sujetas a regulación de precios son las siguientes:

(i) Ventas de potencia y energía de Generadores a Empresas de Distribución destinadas al servicio público de electricidad.

(ii) Compensaciones a titulares de sistemas de transmisión.

(iii) Transferencia de potencia y energía entre generadores determinados por el COES. Esta regulación

¹⁰ El actual modelo peruano permite el libre acceso para la interconexión de nuevas unidades de generación, con prescindencia de la eficiencia de las mismas. La inexistencia de parámetros de eficiencia para la incorporación de nuevas unidades, así como de un programa de retiro de unidades ineficientes, ha de crear serios problemas para la futura renovación de tecnología en el parque de generación peruana.

no será aplicable tratándose de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

(iv) Ventas a usuarios del Servicio Público de Electricidad.

Cabe anotar que las operaciones no comprendidas específicamente en los cuatro supuestos mencionados, no están sujetas a regulación de precios, los cuales pueden ser libremente determinados por las partes.

Corresponde ahora desarrollar las diferentes modalidades de operaciones sujetas a regulación de precios, así como los procedimientos y principios utilizados para la determinación y aplicación de los precios regulados, para concluir presentando aquellas operaciones cuyos términos, condiciones y precios son libremente determinables por las partes involucradas.

1. Precios máximos de generador a distribuir de servicio público

La venta de energía y potencia entre un Generador y una Empresa de Distribución destinadas al suministro de consumidores de servicio público de electricidad se encuentra sujeta a regulación de precios establecidos periódicamente por la CTE.

Los precios regulados de potencia y energía se expresan en las denominadas Tarifas en Barra fijadas por la CTE.

Las Tarifas en Barra no constituyen precios obligatorios para esta modalidad de suministro, por el contrario, constituyen los precios máximos de potencia y energía que pueden ser trasladados por la Empresa de Distribución a los consumidores del servicio público de electricidad.

Es importante tener en cuenta que los contratos de venta de potencia y suministro de energía entre generadores y empresas de distribución tienen lugar dentro de condiciones de competencia, razón por la cual es perfectamente válido y eficaz el pacto de un precio diferente al de las Tarifas en Barra, con la salvedad que la empresa de distribución no podrá exigir a sus usuarios de servicio público precios mayores a los establecidos en las Tarifas en Barra. La regulación de precios en esta modalidad de suministro se aplica a

nivel de los valores máximos susceptibles de ser trasladados a los clientes regulados.

1.1. Tarifas en Barra

Las Tarifas en Barra se determinan para cada barra¹¹ del sistema principal de transmisión y, conjuntamente con sus respectivas fórmulas de reajuste, son fijadas semestralmente por la CTE, entrando en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año. Estas tarifas solamente podrán aplicarse previa publicación en el Diario Oficial El Peruano y en otro diario de mayor circulación.

Para la fijación de las Tarifas en Barra, COES debe efectuar los cálculos correspondientes y determinar precios y factores de pérdida de potencia y energía para cada una de las barras del sistema. De esta manera, antes del 15 de marzo y 15 de setiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la CTE el correspondiente estudio técnico-económico que contenga sus propuestas de Tarifas en Barra justificando los siguientes aspectos principales:

- Proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico.
- Programa de obras de generación y transmisión.
- Costos de combustibles, de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes.
- Tasa de Actualización utilizada en los cálculos.
- Costos marginales de operación.
- Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía.
- Factores de pérdida de potencia y de energía.
- Costo Total de Transmisión considerado.
- Valores resultantes para los Precios en Barra.
- Fórmula de reajuste propuesta.

Recibido el informe, la CTE podrá formular observaciones debidamente fundamentadas al COES, el cual deberá absolverlas o presentar un nuevo estudio si ello fuera necesario. Finalizado el análisis pertinente, la CTE fijará y publicará las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensual antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

¹¹ Las barras son componentes o partes integrantes de las subestaciones donde se enlaza la línea de transmisión con la subestación. Una subestación puede tener múltiples barras, de iguales o diferentes tensiones.

Vencido el período de vigencia de las tarifas y en tanto no sean fijadas las del período siguiente (por causas imputables a la CTE), los Generadores podrán aplicar los reajustes correspondientes de acuerdo a las fórmulas publicada por aquella.

En ningún caso las Tarifas en Barra podrán diferir en 10% del precio promedio de venta de energía y potencia en el mercado libre, caso contrario, los valores resultantes para las Tarifas en Barra deberán ser reajustados.

1.2. Precio de Potencia en Barra

El precio de Potencia en Barra (PPB) se calcula, para cada barra del sistema, multiplicando el Precio Básico de Potencia (PBP) por el correspondiente factor de pérdida de potencia agregando a dicho producto el Peaje por Conexión¹².

1.2.1. Cálculo del Precio Básico de Potencia (PBP)

Se denomina PBP al resultado del cociente del costo básico de potencia entre la potencia de punta disponible. Actualmente, dicho precio ha sido determinado en 79.46 US\$/kW-año para el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

El costo básico de potencia es la suma de (i) la inversión anual más (ii) los costos fijos de operación y mantenimiento (CoyM) de la central teórica de punta¹³.

La inversión anual es igual a la anualidad del valor nuevo de reemplazo (NR) de la central teórica de punta (unidad de generación más línea de interconexión al Sistema Interconectado).

La potencia de punta disponible es la parte de la Potencia Nominal de la central teórica de punta que podría ser comercializada. Recordemos que las unidades de generación no pueden comercializar la totalidad sino únicamente aquella necesaria para cubrir la demanda del Sistema Interconectado (asignación de Potencia Firme). El margen de reserva del Sistema Interconectado, exceso de potencia respecto de la demanda, es el indicador de la porción de la potencia instalada que podrá ser comercializada.

Dicho margen de reserva es expresado mediante un factor de indisponibilidad del sistema. Luego, considerando que el presente cálculo se realiza en supuestos teóricos, para la determinación del factor de indisponibilidad teórica del sistema no se utiliza el margen de reserva real (cuánta más potencia existe por sobre la demanda) sino aquel que permitiría una operación eficiente del Sistema Interconectado (cuánta más potencia debería existir sobre la demanda para garantizar un suministro en forma eficiente). Actualmente, el factor de indisponibilidad teórica se ha fijado en 1.255 (inferior al factor de indisponibilidad real). Este factor, al ser aplicado a la potencia de la central teórica de punta, permite determinar cuantas unidades de potencia, susceptibles de comercialización (potencia de punta disponible), deberían retribuir el costo total de la potencia instalada¹⁴.

Por ejemplo, para el SICN el cálculo del PBP responde de al ejercicio expresado en el cuadro siguiente:

PRECIO BÁSICO DE POTENCIA US\$/Kw

	GENERADOR	CONEXIÓN	CoyM	TOTAL
1Costo Total:				
Millón US\$/Año	30.885	2.539	33.424	
2Millón US\$/Año	4.135	0.315	1.38	5.833
3Sin MRT: US\$/kW - año	44.88	3.42	15.01	63.31
4Con MRT: US\$/kW - año	56.32	4.30	18.84	79.45

Notas:

1. Costo de una unidad de 100 MW (ISO) con su respectiva conexión al sistema.
2. Anualidad de la inversión considerando vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador. Tasa de actualización de 12%.
3. Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima, sin incluir el margen de reserva teórico del sistema (MRT)
4. Costo anual incluyendo el MRT del sistema (1.225)

¹² El Peaje por Conexión junto con el Ingreso Tarifario son los componentes de los Costos de Transmisión, que serán desarrollados más adelante (sección V.2).

¹³ Como central teórica de punta se define a aquella central que, dentro de un conjunto de alternativas, resulta más eficiente para cubrir el incremento de la demanda durante las horas punta (mayor demanda) por el próximo período de 4 años. Para la presente fijación tarifaria se ha determinado como modelo de central teórica de punta para el SICN a una turbina a gas de 100 MW de potencia (ISO) ubicada en Lima.

¹⁴ Por ejemplo, si el costo total de instalación de los 100 MW de la central teórica de punta es US\$ 40'000,000.00 y la potencia disponible es 95 MW, el costo unitario de potencia no sería 400,000 US\$/MW (es dividir el costo total entre la potencia instalada) sino, por el contrario, 421,052.63 US\$/MW (de dividir el costo total entre la potencia disponible), ello de considerar que el costo total sería retribuido con la comercialización de la potencia disponible.

1.2.2. Cálculo del Precio de Potencia en Barra (PPB)

Como se adelantó, el PPB se calcula para cada barra del sistema multiplicando el PBP por el factor de pérdida de potencia correspondiente a cada barra del sistema y sumando el resultado al Peaje por Conexión.

1.3. Precio de Energía en Barra

El Precio de Energía en Barra se determina, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de Energía correspondiente a cada bloque horario (hora de punta y fuera de punta) por el correspondiente factor de pérdidas de energía.

El Precio Básico de Energía por Bloques-Horarios es el promedio ponderado de los Costos Marginales de Corto Plazo para cada Bloque Horario y la demanda proyectada.

Los Costos Marginales de Corto Plazo se definen como el costo en que incurre el sistema para proporcionar una unidad adicional de energía según el programa de despacho que minimice la suma de los costos anualizados de operación¹⁵.

Este procedimiento de cálculo se efectúa mediante la simulación de operación del sistema mediante modelos de despacho de energía (*software*) proporcionados por COES.

2. Precios máximos de transmisión

Recordemos que los Sistemas Interconectados se subdividen en Sistema Principal y Sistemas Secundarios.

2.1. Sistema Principal

Los generadores conectados al Sistema Principal abonarán mensualmente a su propietario una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión está determinado por la CTE como el agregado de (i) la anualidad de la inversión en el Sistema Principal y (ii) los costos estándares de operación y mantenimiento de dicho sistema.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, una vida útil de 30 años y una Tasa de Actualización del 12% anual.

La compensación por el Costo de Transmisión es abonada a través de dos conceptos: (i) Ingreso

Tarifario, y (ii) Peaje por Conexión. Los pagos son recolectados mensualmente por COES, quien los entrega a las empresas titulares del Sistema Principal (Etecen en el SICN y ETESUR en el SIS).

2.1.1. Ingreso Tarifario

El Ingreso Tarifario es determinado por COES y corresponde al valor agregado a la energía y potencia transportada de una a otra barra del sistema. El Ingreso Tarifario es un valor incorporado a los Precios de Energía en Barra.

Recordemos que los precios de energía y potencia tienden a incrementarse por efecto de la distancia entre el punto de inyección y el de retiro, ello responde a (i) las pérdidas de energía y potencia proporcionales a la distancia recorrida, por efecto de las cuales los volúmenes de energía y potencia retirados son siempre inferiores a los inyectados y (ii) el valor agregado de transmisión y de transformación a que hubiese lugar.

Teóricamente, el Ingreso Tarifario debe ser pagado por cada generador en función del volumen de energía y potencia transportados y a la distancia recorrida, siendo la operación de cálculo de forma simplificada, la siguiente:

(a) Se multiplica el volumen de energía/potencia inyectada por el precio de energía/potencia en el punto de inyección.

(b) Se multiplica el volumen de energía/potencia retirada por el precio de energía/potencia en el punto de retiro.

(c) Se subtrae el producto (b) del producto (a). El resultado es el Ingreso Tarifario.

Sin embargo, como los factores de pérdida actualmente utilizados por la CTE son valores fijos correspondientes al factor de pérdida marginal (punto de equilibrio de la curva de pérdida), siempre que los volúmenes de energía o potencia transportados sean inferiores a los correspondientes al punto de equilibrio, como sucede en la mayoría de casos, el valor resultante del cálculo del Ingreso Tarifario será negativo porque las pérdidas reales serán mayores a las consideradas para el incremento de los precios (pérdida marginal).

Es por ello que actualmente el Ingreso Tarifario en el SICN es muy pequeño y el Costo Total de Trans-

¹⁵ En la sección V.3 del presente artículo, correspondiente a las transferencias de energía por operación económica del sistema, se ha desarrollado en mayor detalle la determinación de los costos marginales de operación.

misión es compensado casi exclusivamente mediante Peaje por Conexión.

2.1.2. Peaje por Conexión

El Peaje por Conexión se define como la diferencia entre el Costo Total de Transmisión una vez sustraído el Ingreso Tarifario (según los valores proporcionados por COES) y es pagado mensualmente por cada uno de los generadores en función a su Potencia Firme.

Cada año la CTE fija el Peaje por Conexión y su fórmula de reajuste mensual, los cuales deben ser publicados en El Peruano, debiendo entrar en vigencia para el 1 de mayo.

El Peaje por Conexión es un valor incorporado a los Precios de Potencia en Barra.

2.2. Sistema Secundario

Si bien los costos de transmisión en el Sistema Secundario son en principio libremente convenidos por las partes, el Reglamento ha previsto fórmulas de cálculo y determinación de dichos costos que tienen la naturaleza de precios máximos de transmisión en el Sistema Secundario trasladables a los usuarios del Servicio Público de Electricidad o clientes regulados.

Asimismo, estos costos son utilizables en defecto de acuerdo entre las partes.

Los criterios usados para la determinación de dichos costos son similares a los que usan para los costos de transmisión en el Sistema Principal. El cálculo y la publicación en el diario oficial El Peruano de los costos de transmisión para cada tramo en Sistema Secundario está a cargo de la CTE.

3. Precios de transferencia de energía entre generadores determinada por COES por operación económica del sistema

Recordemos que la transferencia de energía entre generadores, como resultado de la operación económica del sistema, es aquella por la cual un generador utiliza energía despachada por otro generador más eficiente para cumplir con sus clientes.

3.1. Precio

El precio de la energía materia de estas transferencias es el costo marginal de producción de cada unidad adicional de energía en el sistema (expresado en US\$/kWh) correspondiente a la unidad que se encuentre proporcionando la potencia de punta, es decir, la última unidad que ha sido requerida para despacho según el programa de operación

establecido por COES. En consecuencia, dicho precio oscila según ingresen o salgan del despacho unidades con diferentes costos.

Cuando la potencia de punta es proporcionada por una central hidroeléctrica el costo marginal de operación se determina considerando el costo de oportunidad del agua o "costo de agua" y la penalización por pérdidas en la transmisión de energía hasta el punto de retiro o entrega. El costo de agua se define en dos escenarios diferentes: (i) en épocas de baja hidrología, como el ahorro producido por el almacenamiento de agua, por aquellas centrales que cuentan con embalses o reservorios, que permiten desplazar generación térmica, siendo en estos casos el costo de agua igual al costo variable de operación de la central térmica desplazada más eficiente; mientras que (ii) en épocas de vertimiento, el costo de agua será el pago de la compensación pagada al Estado por la autorización o licencia de uso de aguas correspondiente, más los costos variables incurridos por presencia de sólidos en suspensión en el agua turbina.

Cuando la potencia de punta es proporcionada por una central térmica, la determinación de dicho costo marginal se efectúa considerando (i) los costos variables de operación de cada unidad de generación térmica (costos combustibles y no combustibles) y (ii) la penalización por pérdidas en la transmisión de energía hasta el punto de retiro o entrega.

Las Tarifas en Barra de la CTE no tienen ninguna aplicación para estos propósitos.

3.2. Determinación de transferencias de energía entre generadores

Cada mes COES contabiliza, para cada generador, la totalidad de los despachos y retiros (para cumplir con sus contratos) efectivamente realizados y los valoriza en función al costo marginal correspondiente al tiempo y lugar del despacho o retiro. La medición se efectúa cada 15 minutos y el costo marginal varía en función a los costos de la unidad de generación que está despachando la energía de punta.

Una vez realizada la valorización de los despachos y retiros de cada generador (en US\$/kWh) se determina el saldo, positivo o negativo, de cada uno de ellos. Será positivo cuando un generador haya despachado más US\$/kWh que aquellos que ha retirado; y, consecuentemente negativo, cuando un generador haya despachado menos US\$/kWh que aquellos que ha retirado. La asignación del valor de las transferencias se efectúa proporcionalmente entre los generadores.

3.3. Pago

Luego COES determinará cuáles han sido las transferencias de energía ocurridas entre generadores y el valor de dichas transferencias a costo marginal de operación. El valor de las transferencias de energía deberá ser pagado por los generadores con saldo negativo a favor de aquellos con saldo positivo dentro de los siete primeros días del mes siguiente. El pago por estas transferencias de energía se realiza con absoluta prescindencia de los términos de los contratos de suministro que tengan los generadores y del cumplimiento de sus clientes en los pagos correspondientes a dichos contratos.

No existe ninguna garantía ni mecanismo coercitivo preestablecido que respalde estas obligaciones de pago entre generadores.

4. Precios de transferencia de potencia entre generadores determinados por COES

Recordemos que la contratación de venta de potencia garantizada por Generadores encuentra un límite normativo en el máximo de la Potencia Firme asignada a sus unidades de generación o contratada con otros generadores.

Sin embargo, como la suma total de la Potencia Firme asignada a cada unidad de generación interconectada al sistema deberá coincidir con la demanda máxima del sistema, la Potencia Firme de cada unidad fluctuará dependiendo de cuál fuera el margen de reserva real del sistema, teniendo como máximo superior su Potencia Disponible.

4.1. Determinación de transferencias de potencia entre generadores

Considerando que los Generadores solamente podrán contratar la venta de potencia garantizada hasta por el límite de la Potencia Firme que les haya sido asignada y, eventualmente, de la que tengan contratada con otros generadores (en adelante referida en su totalidad como Potencia Firme); se ha previsto, normativamente, que la diferencia entre la demanda de potencia de punta de un generador y su Potencia Firme será materia de transferencia de potencia de punta entre generadores.

La demanda de potencia de un Generador será calculada por COES considerando la demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema¹⁶, las pérdidas de transmisión y una estimación del factor de diversidad.

Alternativamente, de considerar que los cálculos en materia de demandas y transferencias de potencia se efectúan sobre proyecciones sujetas a revisión una vez ocurridos los eventos reales, el cálculo de la demanda de cada Generador se realiza de forma más simple sumando las potencias contratadas o convenidas (según se utilice el sistema de Potencia Contratada o el de Potencia Convenida) con sus clientes.

Las transferencias de potencia de punta se producen entre los Generadores que tengan excedencia de potencia¹⁷ y aquellos deficitarios.

4.2. Valorización y pago

Dichas transferencias de potencia son valorizadas sobre la base de los precios de Potencia de Punta en Barra (aquellos fijados por la CTE) correspondientes a las barras de las subestaciones en que tales transferencias se originen.

El cálculo de las transferencias de potencia de punta y los pagos correspondientes es efectuado por COES para cada año en diciembre del año anterior, considerando las demandas máximas previstas para cada integrante.

EL COES comunicará antes del 31 de diciembre de cada año los pagos por potencia que, mensualmente, deben efectuarse entre generadores durante el año siguiente. Estos pagos se efectuarán dentro de los siete primeros días de cada mes del año que corresponda.

No existe ninguna garantía ni mecanismo coercitivo preestablecido que respalde estas obligaciones de pago entre generadores.

4.3. Recálculo

Luego, considerando que dichas transferencias de potencia se han determinado mediante un cálculo sobre proyecciones para el año siguiente; terminado el año y producidas las demandas reales de potencia, COES recalculará las transferencias de potencia de punta.

El procedimiento de recálculo es el siguiente:

- (a) Se identifica la fecha y hora de la máxima demanda anual del Sistema Interconectado.
- (b) Se verifica (según los registros de medición de consumo) cuál ha sido el consumo real de los clien-

¹⁶ Hora del año en la cual se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico, según estimación del COES.

¹⁷ Mayor Potencia Firme que demanda de potencia de punta.

tes de cada Generador durante la máxima demanda anual del Sistema Interconectado.

(c) Se determina la demanda real de la potencia de cada Generador, ocurrida durante la máxima demanda del Sistema Interconectado, sumando los resultados obtenidos en (b).

(d) Se identifica a los Generadores deficitarios y aquellos con excedentes de Potencia Firme y se contrasta con los resultados obtenidos en las proyecciones previas al inicio del año.

(e) Aquellos Generadores que hayan realizado pagos por transferencias de potencia innecesariamente serán compensados por aquellos en situación inversa.

5. Suministro a usuarios del servicio público de electricidad

El suministro a usuarios del servicio público de electricidad se presta bajo condiciones monopólicas; en efecto, la Concesión de Distribución otorga a la Empresa de Distribución un derecho monopólico respecto del suministro a los usuarios del servicio público ubicados dentro del área geográfica de la concesión.

Ello se justifica en la imposibilidad de que exista competencia eficiente entre dos Empresas de Distribución dentro de un mismo espacio geográfico, pues la superposición o coexistencia de dos sistemas de distribución en un mismo espacio tendría un efecto duplicador de los costos para los usuarios finales. Los costos fijos de inversión y administración de un sistema de distribución no varían significativamente según se incremente o reduzca el número de usuarios; por lo contrario, de reducirse dicho número (si participasen dos Empresas de Distribución en el mercado de la Concesión de Distribución), los costos fijos sería distribuidos entre un menor número de usuarios con el consecuente incremento en los precios finales.

Es por ello que el suministro a usuarios del servicio público es el suministro regulado por excelencia, y es más, este suministro es la razón de que se hayan implementado sistemas de regulación de precios a nivel generación y transmisión (para poder determinar el componente de los costos provenientes de otras etapas del proceso que puede ser trasladable al usuario final del servicio público) y de que se haya implementado un sistema de operación a mínimo costo de los Sistemas Interconectados. El hecho de que exista ineludiblemente un monopolio necesario al final del camino ha determinado que sea

implementado todo el complejo aparato de regulaciones y controles que se ha tratado de describir en el presente artículo; de ser otro el caso, los criterios y mecanismos de operación de los sistemas eléctricos serían libremente determinado por sus actores.

El modelo peruano ha enfrentado la problemática de regular un suministro en condiciones monopólicas tratando de simular competencia donde no la existe. Para ello ha clasificado a las Empresas de Distribución en cuatro grupos o sectores de distribución típicos, según las características de su zona de concesión: (i) urbano de alta densidad, (ii) urbano de media y baja densidad, (iii) urbano rural y (iv) rural. Luego ha confeccionado una empresa modelo para cada sector de distribución típico sobre la base de las características más representativas de las empresas de cada uno de dichos sectores.

Dentro del área de su concesión, cada Empresa de Distribución ha de competir con la empresa modelo correspondiente al sector típico de distribución al que pertenece. La competencia es simulada mediante la fijación de las tarifas para los usuarios de servicio público de electricidad. Dichas tarifas son establecidas sobre la base de los costos de una eficiente administración del sistema de distribución, para lo cual se realizan ajustes en las deficiencias o ineficiencias que existiesen en la empresa modelo (que resultarían siendo las deficiencias o ineficiencias representativas de las empresas del sector típico de distribución correspondiente) para que sean también útiles como modelos de administración eficiente para la determinación de dichas tarifas.

Sin perjuicio de la complejidad de los procedimientos de cálculo y determinación de las tarifas para usuarios de servicio público, en los párrafos siguientes ingresaremos a una descripción de los mismos.

Cada cuatro años la CTE calcula, determina y publica el Valor Agregado de Distribución y las Tarifas a Clientes Finales. Las Tarifas a Clientes Finales son propiamente las tarifas para usuarios del servicio público de electricidad; el Valor Agregado de Distribución es uno de sus componentes. Los demás componentes de las Tarifas a Clientes Finales son los Precios de Potencia y Energía en Barra (los cuales incluyen C de Transmisión) y las pérdidas debidamente valorizadas.

5.1. Opciones Tarifarias para Clientes Finales

Las Tarifas a Clientes Finales son expresadas en opciones tarifarias a diferentes niveles de tensión, por ejemplo, en baja tensión tenemos las tarifas BT5, BT4 y BT2 entre otras: (i) BT5 es para suministros

con potencia conectada no mayor de 10 kW (residencias), supone un pago integrado de potencia y energía mensual según lectura del medidor (S/kWh), no interesa si la demanda máxima del usuario se produjo durante horas de punta o fuera de punta, no interesa cuál fue la demanda máxima del usuario, se utilizan los medidores más simples considerando que no requieren registrar mayores datos; (ii) BT4 discrimina entre el consumo de potencia y energía, con prescindencia del bloque horario en que se producen los consumos; y (iii) BT2 discrimina entre potencia y energía, así como entre bloques de punta y fuera de punta. En resumen, BT5 un único precio; BT4 dos precios diferentes, potencia y energía; y BT2 cuatro precios diferentes, potencia y energía tanto en punta como fuera de punta. En media tensión existen opciones tarifarias similares. Los Clientes Finales son libres de elegir la opción tarifaria que más convenga a sus necesidades de manera que puedan hacer su consumo lo más eficiente posible. A los usuarios residenciales no nos queda mucha opción, considerando que el costo de instalación de medidores más sofisticados no justificaría, en la mayoría de los casos, el ahorro posible.

Cada opción tarifaria tendrá un componente de precio de potencia, energía, costos de transmisión, valorización de pérdidas y Valor Agregado de Distribución (VAD). Todos estos componentes, excepto el último, han sido predeterminados en etapas anteriores, es propiamente el VAD donde se calculan y determinan los costos de distribución y donde se hace posible la simulación de competencia entre la Empresa de Distribución y la empresa modelo eficiente del sector típico de distribución al que ésta pertenece.

5.2. Valor Agregado de Distribución (VAD)

El VAD de la empresa modelo eficiente considera los siguientes componentes:

- a. Costos asociados al cliente independientemente de su demanda de potencia y consumo de energía (medición, facturación, cobranza, etc.).
- b. Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía. Son diferentes a las pérdidas de transmisión y transformación consideradas en etapas anteriores. El factor de pérdida utilizado resulta de la optimización de la calidad, mantenimiento, renovación y operación del sistema de distribución, el cual normalmente difiere del factor real de pérdida.
- c. Costos estándares de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo – VNR), de mantenimiento y operación (costos eficientes de explotación del sistema de distribución) por unidad de potencia suministrada.

Los criterios para el cálculo de VNR son los mismos utilizados para la determinación de los Costos de Transmisión y el Precio Básico de Potencia.

El VAD se calcula para cada sector típico de distribución (sobre la base de la empresa modelo eficiente) y para cada nivel de tensión de suministro (media y baja tensión).

6. Operaciones no sujetas a regulación de precios

Finalmente, haremos referencia a las operaciones susceptibles de ser realizadas dentro del mercado eléctrico peruano en las cuales la determinación de los precios, de los bienes y los servicios objeto de dichas operaciones, corresponde a las partes involucradas, dentro de un marco de condiciones de competencia.

Existe la presunción de que un contrato se ha celebrado en condiciones de competencia siempre que se contrate en los supuestos siguientes:

a. Un Generador contrate con otro:

- (i) La venta de potencia y/o el suministro de energía para que el otro Generador coloque dicha potencia y/o energía entre sus clientes o garantice el suministro de éstas.
- (ii) La compra de potencia y/o el suministro de energía para suministrar o garantizar el suministro a sus clientes.

b. Contrato de venta de potencia y suministro de energía entre un Generador y un Cliente Libre.

c. Contrato de venta de potencia y suministro de energía entre un Generador y una Empresa de Distribución para el suministro de Clientes Libres de dicha empresa.

d. Contrato de venta de potencia y suministro de energía entre un Generador y una Empresa de Distribución para el suministro de usuarios de servicio público. Recordemos que las Tarifas en Barra no son precios obligatorios para esta forma de suministro; por el contrario, constituyen los precios máximos de potencia y energía que pueden ser trasladados por la empresa de distribución a los consumidores de servicio público de electricidad, encontrándose libres las partes de obligarse al pago de precios diferentes.

e. Contrato de transmisión en Sistema Secundario. En estos casos, sea que se contrate con una Empresa de Transmisión o una Empresa de Distribución (en

caso sea necesario para suministrar a un Cliente Libre conectado al sistema de distribución de dicha empresa): (i) el transporte de potencia y energía en Sistema Secundario¹⁸, tanto para acceder al Sistema Principal o para llegar al cliente desde el Sistema Principal, o (ii) los servicios de operación y mantenimiento de líneas y equipos propios; los costos de transmisión y pago por servicios, podrán ser libremente pactados.

f. Contratos de operación y mantenimiento entre una Empresa de O&M y un Generador, una Empresa de Transmisión, una Empresa de Distribución o un Cliente Libre. Si bien el precio de los servicios es libremente determinable por las partes, debe tenerse en cuenta que cuando dicho servicio sea prestado dentro de una cadena de operaciones que concluya en el suministro a usuarios de servicio público de electricidad, los costos de O&M regulados a propósito del Precio Básico de Potencia, Costos de Transmisión y Valor Agregado de Distribución han de aplicarse como precios máximos trasladables a dichos usuarios.

Los contratos de O&M pueden también tener lugar entre: (i) dos Generadores (respecto de las unidades de generación de uno de ellos), (ii) un Generador y una Empresa de Transmisión (respecto de los sistemas secundarios de transmisión del Generador), (iii) un Generador y un Cliente Libre (respecto de las unidades de Generación del Cliente Libre), (iv) una Empresa de Transmisión y un Cliente Libre (respec-

to de los sistemas secundarios de transmisión del Cliente Libre), (v) dos Empresas de Transmisión (respecto de los sistemas de transmisión de una de ellas), entre otras posibilidades.

Para concluir, existen ciertas premisas que deben tenerse en cuenta respecto de las operaciones no sujetas a regulación de precios. Estas son:

(i) Las transferencias de potencia y energía efectuadas por un generador en virtud de un contrato celebrado en condiciones de competencia no se encuentran sujetas a regulación de precios. Los precios de potencia y energía, al igual que los costos de transmisión establecidos en dichos contratos son plenamente válidos y eficaces, y por lo tanto exigibles, entre las partes.

(ii) Es importante recordar que los precios de transmisión en Sistema Principal o Cargos por Transmisión son siempre regulados, por lo cual todo contrato libremente negociado que suponga la utilización del Sistema Principal de Transmisión siempre tendrá un componente de regulación de precios a dicho nivel.

(iii) Asimismo, los pagos correspondientes a la compensación por uso de Sistema Secundario se encontrarán sujetos a regulación de precios (i) a falta de acuerdo entre el usuario y el titular de dicho sistema de transmisión, y (ii) en sus precios máximos trasladables a usuarios regulados.

¹⁸ Considerando que la empresa de distribución no puede oponerse, sin mediar razones técnicas que lo justifiquen, a dicho transporte, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas ha previsto fórmulas de cálculo para la compensación por transmisión que deba ser pagada a falta de acuerdo entre las partes.