

# CRECIMIENTO ENERGÉTICO DEL PERÚ: Antecedentes y perspectivas de un accidentado desarrollo



**ÁLVARO KLAUER D' ACUNHA**

Abogado por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas.

Revista editada por alumnos de la Facultad de Derecho de la Universidad de Lima

ADVOCATUS 128

## SUMARIO:

- I. Introducción.
- II. La electricidad: conceptos preliminares.
- III. La Industria Eléctrica: historia y reformas:
  - 1. Primera etapa: la electricidad en la segunda mitad del siglo XX;
  - 2. Segunda etapa: la gran reforma;
  - 3. Tercera etapa: reformulando los incentivos;
  - 4. En paralelo: el ¿exitoso? crecimiento del SEIN;
  - 5. La energía renovable.
- IV. Agentes del mercado y permisos gubernamentales.
- V. Funcionamiento del SEIN.
- VI. Perspectivas de crecimiento.
- VII. Conclusiones.

\* El autor agradece los aportes y comentarios de la Doctora Maleka Carrasco Casagrande.

## I. INTRODUCCIÓN

La energía es un elemento esencial para la vida y el desarrollo de la humanidad. Aunque muchas veces no se repare en ello, el mundo funciona por y gracias a las diversas fuentes de energía, las cuales permiten desde la operatividad de las industrias, los medios de transporte y el internet, hasta el funcionamiento de los artefactos electrodomésticos.

En el Perú es un hecho que el respeto al Estado de Derecho, la aplicación de políticas fiscales responsables y el alto costo de los minerales han sido la base de las altas tasas de crecimiento de la economía en los últimos años. Sin embargo, otro factor casi tan importante pero no muy reconocido es la posibilidad de acceder a energía a bajo costo -una de las más baratas en Latinoamérica<sup>1</sup> lo cual podría seguir siendo otro factor de vital importancia para nuestro crecimiento. Sin embargo, muchas veces se olvida que el Gas de Camisea como fuente de generación de electricidad es un recurso no renovable y pronto, salvo se regule adecuadamente los incentivos necesarios para el crecimiento de la industria eléctrica, la energía en el Perú dejará de ser barata y el ritmo de crecimiento del país disminuirá considerablemente.

En ese sentido, a pesar de la vital importancia que tiene la energía en el desarrollo del país, su estudio y el entendimiento de sus principios de funcionamiento y regulación han recibido todavía muy poca atención. Así, el objeto del presente artículo es procurar hacer una explicación simple del funcionamiento del mercado eléctrico en el Perú, desarrollando los conceptos más importantes que permiten el entendimiento del mercado, los principios que inspiran su funcionamiento, la historia y el presente de la industria en nuestro país, finalizando con un breve comentario sobre las perspectivas de crecimiento de esta industria en el Perú.

## II. LA ELECTRICIDAD: CONCEPTOS PRELIMINARES

La electricidad es una fuente secundaria de energía en la medida que se obtiene a partir de la transformación de una fuente primaria, entre las que se encuentran los combustibles fósiles, el agua, el viento, el sol, las olas del mar, el calor de la tierra, entre otros.

Al respecto, la electricidad como producto posee características especiales que delimitan y configuran las transacciones que pueden efectuarse en el mercado, así como el funcionamiento del mercado en general. Estas características se pueden resumir en los siguientes puntos:

- a. No puede ser almacenada de manera económica, por lo que en un sistema eléctrico se requiere de un ordenamiento centralizado que coordine la producción con las fluctuaciones de la demanda.
- b. La electricidad se conduce de acuerdo con las leyes de la física y por ende, las transacciones comerciales de suministro eléctrico no pueden ser similares a aquellas que se realizan con respecto a otros bienes en otras industrias.
- c. Tiene una forma especial de transporte, a través de cables conductores.
- d. La demanda presenta constantes fluctuaciones de acuerdo a la hora del día, el día de la semana, el mes del año, la estación, entre otros aspectos.
- e. Es un producto esencial para las industrias y los ciudadanos.

Por las razones antes mencionadas, el mercado de la electricidad funciona sobre la base de un sistema interconectado, el cual está integrado

1. A agosto del 2013, el precio de la energía es 7.48 centavos de dólar/Kwh, mientras que en Chile es 10.76 y Colombia 15.55 centavos de dólar/Kwh respectivamente. En Sudamérica únicamente tienen tarifas más bajas países con fuerte intervención estatal como Ecuador, Argentina y Venezuela.

por el conjunto de empresas de generación, transmisión, distribución y por los consumidores finales; así como por la respectiva infraestructura –centrales de generación, redes de transmisión y distribución, subestaciones eléctricas- mediante la cual se realizan las transacciones comerciales de electricidad. Tomando el ejemplo del profesor Santiváñez<sup>2</sup>, un sistema interconectado es como una gran piscina con múltiples puntos de ingreso o inyección de agua y múltiples puntos de salida o retiro de agua. Las empresas de generación “inyectan agua” al sistema, las empresas de transmisión y distribución la transportan hacia los consumidores finales, los cuales “retiran el agua” del sistema. En el Perú<sup>3</sup>, el mercado de la electricidad funciona sobre la base del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En base a dichas características, en el mercado de la electricidad se desarrollan las siguientes actividades:

(i) **Generación:** se refiere a la producción de energía eléctrica a través de distintas técnicas que se desarrollan en centrales de generación eléctrica. Como principio básico, debe considerarse que una bobina girando dentro de un campo magnético produce corriente eléctrica. Para ello se requiere de una fuerza que actúe a través de una turbina, la cual puede generarse a través de alguna de las siguientes fuentes o tecnologías:

a. **Hidráulica:** las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua almacenada para convertirla primero en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Para ello, se diseña un sistema de captación de agua en la que se provoca un desnivel que origina energía potencial acumulada. El paso del agua por la turbina desarrolla

en la misma un movimiento giratorio que acciona el alternador y produce la corriente eléctrica. En el Perú sigue siendo el tipo de tecnología de mayor relevancia y potencial.

Las centrales de generación hidráulica pueden ser: (i) de regulación, cuando se construyen sistemas de represamiento para almacenar el agua y poder seguir generando electricidad, incluso en épocas de poca lluvia o estiaje; o (ii) de pasada, cuando únicamente se aprovecha el caudal existente para generar electricidad.

- b. **Térmica a Vapor:** las centrales térmicas generan electricidad a partir de la combustión de un insumo (carbón, petróleo, madera, gas natural, etc.), el cual se emplea para hacer la transformación del agua en vapor. Dicho vapor genera una gran presión que se hace llegar a las turbinas para que su expansión sea capaz de mover los álabes de la central; las cuales, unidas a un eje, mueven a su vez el rotor del generador del cual se obtiene la energía eléctrica.
- c. **Térmica con Turbinas a Gas de Ciclo Abierto:** se utiliza la energía producida al quemar un combustible fósil (petróleo, diesel o gas natural) junto con una gran cantidad de aire comprimido para mover los álabes de una turbina que a su vez acciona un generador. Los gases remanentes se echan a la atmósfera.
- d. **Térmica con Ciclo Combinado:** se fundamenta en la producción de energía a través de ciclos diferentes, una turbina de gas y otra turbina a vapor. El calor no utilizado por uno de los ciclos se emplea como fuente de calor del otro, permitiendo un eficiente empleo del gas natural<sup>4</sup>.

2. SANTIVÁÑEZ, Roberto. “Mercado eléctrico peruano: principios y mecanismos de operación y sistemas de precios”. *Themis*. 1998, número 37, p. 112.

3. Existen sistemas aislados no interconectados al SEIN en zonas alejadas.

4. Cabe mencionar que en el Perú este tipo de centrales se encuentran en el Distrito de Chilca, las cuales utilizan el

- e. Eólica: la energía primaria es proporcionada por el viento que mueve una turbina eólica (molino de viento) que a su vez acciona a un generador (alternador). En el Perú existen centrales eólicas en construcción que entrarán en operación comercial en los próximos meses.
- f. Nuclear<sup>5</sup>: se aplica el mismo principio que una central a vapor convencional con la diferencia que el calor para obtener vapor de agua se obtiene de una reacción nuclear de fisión controlada<sup>6</sup>.
- g. Geotérmica: la energía proviene del calor del núcleo de la tierra por debajo de la corteza terrestre. El calor subterráneo calienta depósitos de agua generando vapor de agua que luego se utiliza de la misma manera que una central a vapor convencional<sup>7</sup>.
- h. Fotovoltaica: el calor de la luz del sol genera electricidad directamente. Se requieren grandes extensiones de terreno para su funcionamiento<sup>8</sup>.
- i. Termosolar: la luz del sol se concentra para producir calor y generar vapor de agua que luego se utiliza en una turbina a vapor convencional.
- j. Mareomotriz: se utiliza la fuerza de las olas del mar para el funcionamiento de la central. Es una tecnología que todavía no se ha desarrollado en el Perú.

Cada tipo de central tiene distintos costos de construcción, así como de operación

y mantenimiento. Por ejemplo, las centrales hidroeléctricas tienen un costo muy elevado de construcción por su alta complejidad (costos fijos); sin embargo, sus costos de operación y mantenimiento (costo variable) -considerando que utiliza un recurso muy barato como el agua para generar electricidad- es bajo. Así, existe una relación inversa entre los costos fijos y los variables si se les compara por tipo de tecnología, ya que las centrales con menores costos fijos tienen mayores costos variables y viceversa.

Sin embargo, es necesario que un sistema eléctrico esté conformado por diversos tipos de centrales de generación para no depender de una sola fuente. Al respecto, la escasez de un recurso -como el agua, en época de poca lluvia (estiaje)- podría producir que parte importante del parque generador "despache" muy por debajo de su capacidad, y la demanda de electricidad, la cual fluctúa constantemente y debe ser siempre igualada por la oferta, deba ser cubierta por centrales más caras que operen por un tiempo muy acotado.

Determinadas las fuentes utilizadas para generar electricidad, debe considerarse que ésta puede medirse en las siguientes unidades de producción:

- 1 kW (Kilovatio) = 1,000 W (Watts)
- 1 MW (Megavatio) = 1,000 kW
- 1 GW (Gigavatio) = 1,000 MW

---

gas natural que se extrae del Lote 88 en Las Malvinas, Cusco; y representan el tipo de central de mayor crecimiento en los últimos años.

- 5. La energía nuclear por fusión todavía está en desarrollo.
- 6. Como comentario adicional, este tipo de centrales, si bien generan mucha controversia (especialmente a partir del último accidente en la central de Fukushima), son una fuente importante de generación eléctrica en el mundo, habiendo llegado a representar en Francia, por ejemplo, el 75% de la generación eléctrica en dicho país.
- 7. En el Perú, si bien existen diversas empresas titulares de concesiones temporales, todavía no se ha materializado ningún proyecto con este tipo de tecnología.
- 8. Actualmente existen cuatro fotovoltaicas en operación en el Perú con este tipo de tecnología, dos de las cuales están ubicadas en Arequipa, y las otras dos en Tacna y Moquegua respectivamente.

Ahora bien, en el Perú existen dos conceptos básicos sobre los cuales las empresas generadoras de electricidad son remuneradas:

- **Potencia:** es la capacidad de realizar una acción. Es decir, es lo máximo que una unidad generando puede producir en un instante. La potencia es entonces la garantía de suministro que un proveedor de energía otorga al consumidor. Por lo tanto, cuando se contrata potencia, el proveedor reserva parte de su capacidad para el consumidor<sup>9</sup>. La potencia sirve para remunerar los costos fijos de las centrales.

Al respecto, si bien una central de generación puede tener nominalmente una potencia de, por ejemplo, 1000 MW, aquella potencia o capacidad que una central se encuentra efectivamente en la capacidad de garantizar al sistema es la llamada potencia firme, la cual siempre es inferior a la potencia nominal. Además, mediante este concepto se remunerar los costos fijos de una central eléctrica.

- **Energía:** es la producción de electricidad de una unidad en un tiempo determinado y se expresa en megavatios hora (MWh) o kilovatios hora (kWh). Así, una generadora de 100 MW de potencia produciendo al 90% de sus posibilidades generará en una hora:  $100 \text{ MW} \times 0,90 \times 1 \text{ hora} = 90 \text{ MWh}$ <sup>10</sup>.

La energía normalmente es remunerada sobre el consumo efectuado durante un periodo concreto (periodo de facturación),

multiplicado por el precio unitario de energía. El precio unitario de la energía sirve para remunerar los costos variables de las centrales.

La generación representa entre el 35 % y el 50% del costo total de la electricidad<sup>11</sup>. Por definición, es una actividad donde las economías de escala se agotan a niveles menores a la demanda de los sistemas eléctricos, por lo que existe la posibilidad de introducir competencia. En base a dichos principios, la generación es un sector con múltiples participantes que generan electricidad mediante centrales que usan las tecnologías mencionadas anteriormente.

- (ii) **Transmisión:** se refiere al transporte de energía desde los generadores hacia los centros de consumo o desde el sistema interconectado a los grandes usuarios de electricidad y se compone de líneas o redes de transmisión y subestaciones de transformación o barras base. En el sistema de transmisión, la electricidad se conduce libremente de acuerdo a las leyes de la física, debiendo mantenerse un determinado nivel de tensión y frecuencia, el cual resulta del balance de la generación y el consumo. Al respecto, la tensión es un atributo de la energía que se refiere a qué tan rápido se mueven los electrones transportados, siendo la unidad de medida el kilovoltio<sup>12</sup>.

En ese sentido, el sistema de transmisión comprende al conjunto de líneas, subestaciones<sup>13</sup> con transformadores, los cuales

9. SANTIVAÑEZ, Roberto. *Op. cit.*, p. 116.

10. El nivel de producción a partir de la capacidad de una central permite obtener el factor de planta, indicador del uso de la capacidad efectiva de una central de generación, definido como la ratio de la producción promedio en un periodo entre la potencia efectiva de la central.

11. DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA CARPIO y Fiorella MOLINELLI. *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la PUCP, 2010, p. 67.

12. De esta forma, la electricidad se transporta a muy alta, alta, media, baja o muy baja tensión, dependiendo de la línea de transmisión.

13. Son instalaciones ubicadas en los extremos de las líneas de transmisión donde se concentra o divide energía y/o donde se transforma la tensión de la línea (línea de media tensión de un lado y bajo del otro).

elevan o reducen la tensión para permitir las interconexiones y diferentes equipos -incluyendo las instalaciones de soporte o postes- destinados finalmente al transporte de electricidad desde los puntos de producción hasta los centros de consumo o distribución<sup>14</sup>.

Por otro lado, la transmisión es una actividad en la cual los costos fijos -asociados a la inversión y mantenimiento de las redes- conforman la mayor parte del costo total. En ese sentido, es una actividad donde se presentan importantes economías de escala, principalmente en el momento del diseño de las instalaciones, por lo que tiene como característica ser un monopolio natural. En consecuencia, en la medida que los principios económicos indican que resulta eficiente que se produzca un monopolio<sup>15</sup>, es necesario que sea una actividad fuertemente regulada en todos sus aspectos, con el objeto de salvaguardar la eficiencia del servicio en beneficio de los consumidores finales. Ello se cristaliza regulatoriamente a partir del reconocimiento de que dicha actividad, al igual que la distribución, es un servicio público<sup>16</sup>.

Actualmente, la transmisión representa entre 15% y el 25% del costo total de la electricidad.

(iii) **Distribución:** en esta fase se transporta la energía desde las subestaciones de transmisión a los consumidores finales, vía líneas de transmisión de media tensión que antes de llegar al consumidor final es transformada a baja tensión. Es decir, es el medio a través del cual se transmite la electricidad al usuario final partiendo de una barra del sistema de transmisión.

Los consumidores acceden a la electricidad a través de las líneas de distribución por medio de acometidas aéreas, sujetas a postes eléctricos, o acometidas subterráneas<sup>17</sup>. Las líneas de distribución operan a voltajes menores que las líneas de transmisión.

Por otro lado, los costos de la distribución incluyen el valor del capital, el costo de operación y mantenimiento, y las pérdidas de energía. La distribución representa entre el 30% y el 50% del costo de la electricidad<sup>18</sup>.

(iv) **Comercialización:** es una actividad no regulada que consiste en la compra de energía para su posterior reventa.

### III. LA INDUSTRIA ELÉCTRICA: HISTORIA Y REFORMAS

Después de esta breve explicación de las fases del negocio eléctrico, a continuación se presen-

- 
14. DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA CARPIO y Fiorella MOLINELLI. Op. cit., pp. 70-71. Al respecto, debe precisarse que dicho porcentaje corresponde al año 2010.
15. Ello no quiere decir que no existan líneas de transmisión construidas en paralelo, en la medida que muchas veces se requiere la implementación de nuevas líneas cuyo trazo sea en paralelo a líneas existentes para cubrir nuevas necesidades. Asimismo, como dato adicional debe precisarse que la exclusividad geográfica sólo es un atributo de las concesiones de distribución.
16. LCE. Artículo 2.- Constituye Servicio Público de Electricidad:
- a) El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,
  - b) La transmisión y distribución de electricidad
- El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.
17. DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA CARPIO y Fiorella MOLINELLI. Op. cit., p. 74.
18. *Ibid.*, p. 73.

tará un breve recuento de la historia de la industria eléctrica en el Perú desde la segunda mitad del siglo XX, incidiendo con mayor énfasis en las últimas dos grandes reformas regulatorias.

### 1. Primera etapa: la electricidad en la segunda mitad del siglo XX

En el año 1955 se publicó la Ley de la Industria Eléctrica, Ley 12378, mediante la cual se buscaba estimular la inversión privada en el desarrollo del sector eléctrico. Para dichos efectos, se creó la "Comisión de Tarifas Eléctricas" como ente autónomo de fijación de las tarifas eléctricas en forma técnica, desarrollándose una industria con capitales fundamentalmente privados. Esta norma, a diferencia de las normas que le sucedieron hasta llegar la reforma de 1992, buscaba estimular la inversión del capital privado garantizando su recuperación, protegiendo asimismo la seguridad y la propiedad. Sin embargo, por diversos factores exógenos dicha norma no logró tener un impacto significativo en el mercado eléctrico.

Posteriormente, en el año 1968 el Gobierno Militar del General Velasco aplicó un modelo estatista que se reflejó especialmente en el sector electricidad. Así, la "Revolución con Electrificación" se entendía de la siguiente manera:

"La electricidad compromete el desarrollo económico y social de país y constituye un instrumento estratégico del mismo, por ser un insumo que participa en casi todas las actividades productivas, a la vez que un bien de consumo final que debe estar al alcance de toda la colectividad. Todo ello da al subsector eléctrico el carácter estratégico que podría controlar diversos sectores económicos, con los consiguientes riesgos para el desarrollo del país, si el subsector fuera administrado por intereses no coincidentes con la política nacional de desarrollo. En consecuencia, se concluye

en la necesidad que el servicio público de electricidad se encuentre a cargo del Estado en todas sus etapas."<sup>19</sup>

En esa línea, en el año 1972 se publicó el Decreto Ley 19511, Ley Normativa de Electricidad, norma mediante la cual se introdujo un esquema basado en el rol empresarial del Estado. Así, el Estado se reservó de manera exclusiva el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica para el Servicio Público de Electricidad. Con la finalidad los fines antedichos, se creó la empresa estatal ELECTROPERÚ, encargada de atender la demanda del servicio público de electricidad y planificar las inversiones en las diferentes actividades. Sólo la empresa estatal ELECTROPERÚ podía brindar el servicio de electricidad y únicamente cuando se carecía de capacidad, se podía autorizar a autoprodutores la generación de electricidad para su uso exclusivo y previo contrato con ELECTROPERÚ.

Por su parte, era el Ministerio de Energía y Minas quien establecía los mecanismos de fijación de tarifas, ya que las funciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas fueron transferidas a dicho ministerio. Como era de esperarse, ello generó que no existiera un sistema tarifario basado en costos económicos, sino únicamente contables, los cuales eran fuertemente influenciados por criterios políticos. Como consecuencia del control político, el nivel de desarrollo de la industria durante este período fue muy bajo.

Años después, el Perú retornaría a la democracia, lo que supuso la realización de la Asamblea Constituyente y la promulgación de la Constitución de 1979. En ese contexto, el Plan de Gobierno del Partido Acción Popular para las elecciones presidenciales de mayo de 1980 señaló lo siguiente respecto al sector electricidad:

"Sería políticamente difícil vender cualquiera de las principales empresas del sector,

19. Extracto de la presentación de la clase de Electricidad (Semana 2) de la Doctora María del Carmen Tovar Gil, en la Pontificia Universidad Católica del Perú.

no sólo porque varias de ellas son fruto de nacionalizaciones recientes, sino porque las empresas son de tal magnitud que es virtualmente imposible obtener compradores en el Perú. Resulta un objetivo imposible privatizar las empresas del Estado en vista de los escasos ahorros nacionales y también resulta poco deseable en términos de la distribución del poder y de la riqueza”.

En ese sentido, en el año 1982, dos años después de que fue elegido Presidente el candidato del Partido Acción Popular, el arquitecto Fernando Belaúnde Terry, se publicó la Ley 23406, Ley General de Electricidad, norma que derogó todas las normas anteriores y que si bien no estableció expresamente una reserva a favor del Estado de las actividades eléctricas, sí consolidó la propiedad estatal de las mismas. Asimismo, en dicha norma se establecieron ámbitos muy limitados en los que fue permitida la inversión privada únicamente en zonas no atendidas por una empresa regional. Además, con esta norma se permitió la intervención de autoprodutores de electricidad pero de forma muy limitada, manteniéndose las fuertes distorsiones en los precios, los cuales siempre estuvieron unidos al control estatal. Finalmente, en este periodo se restableció la Comisión de Tarifas Eléctricas como ente especializado para el establecimiento de las tarifas eléctricas.

Tras ocho años de vigencia de la Ley 23406, a finales de la década de los ochenta, la actividad eléctrica en el Perú se encontraba, lamentablemente, monopolizada por el Estado y mostraba un gran deterioro como consecuencia de la escasa inversión en infraestructura y la deficiente gestión estatal. Su limitado mantenimiento y destrucción sistemática producto de los ataques armados de los grupos terroristas Sendero Luminoso y el Movimiento Revolucionario Túpac Amaru generaron que el desarrollo general de la industria eléctrica fuese muy limitado. A ello debe sumarse que la Comisión de Tarifas Eléctricas desde el año 1982 no gozó de autonomía

institucional. Al respecto, resulta muy elocuente lo que señala la Memoria de 1986-1989 elaborada por dicha Comisión:

“Las cifras que contienen los cuadros de esta memoria reúnen hechos y resultados sobre la regulación y tarifas, y muestran las consecuencias de la intervención del poder político en la fijación de tarifas eléctricas. Esta intervención se ejerció a través del Ministerio de Economía, a quien tenían que ser sometidas las propuestas de incremento de las tarifas, tal como lo especificaban Leyes de Presupuesto General de la República de estos años, sin en tener en cuenta la problemática técnica, económica y financiera del servicio público de electricidad. Las decisiones del Ministerio tuvieron un definido acento populista: electricidad muy barata para que nadie se incomodara.”

De esta forma, a inicios de los años noventa, seguía imperante el esquema de la empresa estatal verticalmente integrada, es decir una empresa que realiza la actividad de generación, transmisión y distribución. Naturalmente, el sector presentaba serios problemas de ineficiencia, cortes de electricidad y falta de inversiones<sup>20</sup>. Un indicador importante es que el coeficiente de electrificación alcanzaba sólo al 45% de la población, uno de los más bajos de América Latina en aquel entonces; asimismo, la oferta de energía sólo cubría el 74% de la demanda y las pérdidas de distribución superaban el 20%. Por su parte, las tarifas eléctricas eran fijadas con criterios políticos, incluso por debajo de sus costos de operación, cubriendo únicamente el 23%.

Lo anterior produjo significativas pérdidas en las empresas del sector, que en 1989 se estimaron en US\$ 426 millones. De igual forma, no existían concesiones para promocionar la inversión en el sector. Como comentario adicional, no puede dejar de mencionarse que la industria eléctrica, sin dudas, es uno de los tantos ejemplos que prueban que cuando el Estado ha querido

20. DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA CARPIO y Fiorella MOLINELLI. *Op. cit.*, p. 263.

actuar como empresario, el resultado ha sido un fracaso.

## 2. Segunda etapa: la gran reforma

A partir del año 1990, con la elección del ingeniero Alberto Fujimori, se implementaron diversos cambios estructurales en materia económica, los cuales se viabilizaron a partir de la promulgación de los conocidos Decretos Legislativos 662, 667 y 757, consolidados con el Capítulo Económico de la Constitución Política de 1993. En ese sentido, la industria eléctrica no estuvo exenta a los diversos cambios introducidos en el país en dichos años. En los hechos, se consideró como referencia el exitoso modelo chileno adoptado en el año 1982. Asimismo, otra referencia importante para la reforma peruana fue el modelo instaurado por Margaret Thatcher en el Reino Unido a finales de la década de los 80, que al igual que en Perú incluyó la privatización de diversas empresas estatales.

Teniendo como base dicho preámbulo, en noviembre de 1992 se promulgó el Decreto Ley 25844<sup>21</sup>, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, "LCE"), norma mediante la cual se inició formalmente la gran reforma del sector eléctrico en el Perú. Los principales objetivos de la reforma fueron<sup>22</sup>:

- Incentivar un proceso de inversión en el sector que permita el incremento de la capacidad de generación.
- Garantizar el suministro de energía, aumentando la cobertura del servicio eléctrico.
- Incrementar el acceso a la electricidad a más usuarios, procurando una mayor cobertura.

- Crear un sistema tarifario que fomente la eficiencia económica y técnica, no establezca discriminaciones arbitrarias basadas en el destino del consumo, permita cubrir los costos económicos de las empresas eficientes y genere los mecanismos suficientes para que los usuarios conozcan el proceso de formación de tarifas y puedan elegir entre un mínimo de alternativas.

A través de estos objetivos se pretendía promover la competencia y las inversiones privadas en el sector, propiciando el mejoramiento del servicio de energía eléctrica en el país.

Con la promulgación de la LCE se establecieron algunas de las características más representativas del modelo regulatorio peruano actual, las cuales se pueden resumir en las siguientes:

- La desintegración vertical o segmentación de las tres principales actividades: generación, transmisión y distribución, las cuales pueden ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Es decir, las compañías eléctricas pueden realizar, en principio<sup>23</sup>, un sólo tipo de operación (generación, transmisión o distribución).
- Cambio del rol del Estado y liberalización del mercado, promoviendo la inversión privada mediante el otorgamiento de concesiones y autorizaciones. En ese sentido, se inició un proceso de privatización de empresas públicas.
- Creación del Comité de Operación Económica del SEIN (COES), como operador del sistema. Asimismo, pocos años después se crearía el OSINERGMIN como un organismo

21. En febrero de 1993 se promulgó el Reglamento de la LCE, aprobado mediante Decreto Supremo 009-93-EM.

22. DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA CARPIO y Fiorella MOLINELLI. *Op. cit.*, p. 264.

23. La Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, Ley 26876, señala que cuando se va a producir un acto de concentración empresarial entre empresas que desarrollan actividades en una misma fase del negocio eléctrico y que juntas poseen el 15% del mercado o 5% en caso realicen actividades en diferentes fases, deberán acudir a INDECOP para que dicha entidad apruebe el acto de concentración.

supervisor, cuyas competencias se irían ampliando.

- Consagración del principio de libre acceso a las redes (Open Access)<sup>24</sup>.
- La libre determinación de los precios de generación (potencia y energía) para el suministro eléctrico a clientes libres.
- La regulación de las tarifas de generación para el suministro a usuarios del servicio público de electricidad. Igualmente, la regulación de las tarifas de transmisión y distribución para toda clase de suministros.
- La administración privada de la operación del sistema eléctrico interconectado bajo los principios de eficiencia, minimización de costos y garantía de calidad y confiabilidad en la prestación de los servicios.
- Establecimiento de un mercado de corto plazo o spot exclusivamente para transar electricidad entre generadores que tuvieran superávit o déficit de generación respecto a sus obligaciones contractuales.

Entre los años 1994 y 1996 se privatizó cerca del 55% de la capacidad de generación y cerca del 60% de la distribución -porcentajes en función del número de clientes- a través de la división de las empresas estatales ELECTROLIMA y ELECTROPERÚ en diferentes unidades de negocio, tanto de generación como de distribución. Asimismo, en diciembre del año 1996, mediante

la Ley 26734, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía<sup>25</sup>. Posteriormente, en el año 2002 se transfirió parte de la actividad de transmisión al sector privado mediante un esquema de concesión basado en el mayor pago realizado por el postor ganador a cambio de recibir un ingreso fijo anual y comprometerse a realizar la operación y mantenimiento de las redes por un período de treinta años<sup>26</sup>.

Sin embargo, a pesar del ordenamiento del sector, las inversiones requeridas en generación y transmisión no se estaban implementando como era necesario. Muchas de las nuevas inversiones eran compromisos derivados del proceso de privatización e iniciativa de empresas estatales.

Una de las principales causas de dicho problema era que las tarifas eran fijadas con una periodicidad de cuatro años en base a proyecciones de incremento de la oferta y la demanda de energía. Ello hacía vulnerable al sistema, en la medida que si eventos externos alteraban dichas proyecciones, las tarifas no serían cambiadas hasta que finalizase el período, afectando gravemente a las empresas<sup>27</sup>. Sin embargo, el principal problema radicaba en que la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN tenía graves conflictos con las empresas sobre cómo se fijaban las tarifas, ya que, según las empresas, siempre establecían precios por debajo de lo que correspondía.

En ese contexto, para el año 2004 la generación en el Perú estaba compuesta en un 76% por energía hidroeléctrica. Ese año se vivió en el

24. Para asegurar la competencia, las empresas de transmisión del sistema principal no pueden comercializar electricidad. Asimismo, todo comercializador o cliente puede acceder (conectarse) y hacer uso de las redes eléctricas de transmisión y distribución siempre que exista capacidad disponible y se cumpla con las normas técnicas aplicables. Las tarifas y cargos por uso de redes de transmisión y distribución bajo esta regla de acceso, son regulados.

25. Las facultades de los organismos reguladores, y concretamente OSINERGMIN, se ordenaron en julio del año 2000 a partir de la promulgación de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley 27332.

26. DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA CARPIO y Fiorella MOLINELLI. *Op. cit.*, p. 264.

27. Al respecto, desde el 2001 OSINERG, a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), era el encargado de fijar las tarifas eléctricas de generación, transmisión y distribución.

Perú una gran sequía por la ausencia de lluvias. De esta forma, en la medida que las centrales hidroeléctricas dependen del agua para generar electricidad, se generó poca electricidad con centrales hidroeléctricas. Ello devino en que, como se explicará con más detalle posteriormente, centrales antiguas "más caras" tuviesen que generar electricidad para cubrir la energía que dejaron de producir las hidroeléctricas, por lo que el precio en el mercado de corto plazo o mercado spot (el llamado costo marginal) fuese considerablemente más alto que el precio fijado regulatoriamente (tarifa en barra), es decir, hubo un desacople entre los costos marginales y las tarifas en barra. Ello significaba que a las generadoras sólo se les iba a reconocer el precio fijado regulatoriamente, el cual era más bajo que el precio del mercado, por lo que las empresas generadoras se negaron a suscribir nuevos contratos de suministro con las empresas distribuidoras. En consecuencia, en la medida que las empresas distribuidoras abastecen a los usuarios residenciales de todo el país, dichas empresas empezaron a retirar energía del SEIN sin tener un contrato que las respalde<sup>28</sup>, generando una interrupción en la cadena de pagos de las transacciones de electricidad<sup>29</sup>.

Dicha coyuntura generó una muy grave crisis en la que se evidenció que el esquema regulatorio con la LCE no había producido los resultados esperados. El Ejecutivo tuvo que solucionar dicha coyuntura mediante sucesivos Decretos de Urgencia, los cuales "parcharon" la situación generada.

### 3. Tercera etapa: reformulando los incentivos

Ello motivó que se conformase una comisión de especialistas del Ministerio de Energía y Minas, y

de OSINERGMIN, los cuales elaboraron un diagnóstico del sector de electricidad, plasmado en el llamado "Libro Blanco". Así, tras el respectivo debate en el Congreso de la República, se promulgó en julio del 2006 la "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica", Ley 28832. Sin lugar a dudas, dicha norma constituye la mayor reforma introducida en el sector desde 1992.

En lo que respecta a generación, lo que se buscaba era reducir la intervención regulatoria en la fijación de tarifas e incentivar el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos. Para lograr ello, se creó un mecanismo de licitaciones de contratos entre distribuidoras y generadores mediante el cual se obtendría el precio de la energía. Sobre las referidas licitaciones que siguen implementándose debe considerarse lo siguiente:

- Se ordenan las ofertas de los generadores de menor a mayor hasta cubrir la demanda a contratarse.
- OSINERGMIN fija un precio tope para el precio de la energía en las licitaciones, el cual no es conocido por los postores y únicamente se da a conocer si es que la demanda a licitar no es cubierta con las ofertas válidas.
- El precio adjudicado es el precio que pagan las distribuidoras a los generadores por la energía, el cual podría ser trasladado a los usuarios finales.
- Los contratos resultantes podrían ser hasta por veinte años.
- Los distribuidores que iniciasen licitaciones para cubrir su demanda deben permitir que

28. A partir de dicha situación, el operador del sistema, el COES, tuvo que reasignar los retiros (prorateándolos) a diversas empresas generadoras en función de su potencia firme, siendo las estatales las primeras afectadas. Esta situación devino en un arbitraje entre las diversas empresas generadoras y el COES, el cual a la fecha de presentación del presente artículo sigue en curso. De igual modo, se tuvo que promulgar sucesivos Decretos de Urgencia para controlar la crisis, que por motivos de espacio no podemos comentarlos.

29. Durante el año 2004 se retiró energía del SEIN sin contratos vigentes asociada a una potencia de hasta aproximadamente 700 MW. VARGAS, Augusto. "La problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada nacional". *Revista Peruana de Energía*. Lima, Fondo Editorial Santiváñez Abogados, 2012, p. 55.

se sumen a su licitación otros distribuidores, licitando de forma conjunta.

Así, después de un tiempo determinado, los distribuidores se encontrarían obligados a contratar con una anticipación no menor a tres años su demanda regulada para incentivar así la participación de nuevos inversionistas, introduciendo competencia<sup>30</sup>.

En lo que respecta a transmisión, hasta el año 2006 el sistema de transmisión únicamente estaba integrado por las líneas calificadas como parte del Sistema Principal (SPT) y por las calificadas como parte del Sistema Secundario (SST):

- El SPT son aquellas instalaciones que permiten a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema, cuya calificación ha sido dada al amparo de la LCE y su puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la Ley 28832.
- El SST son aquellas instalaciones que permiten a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema, cuya calificación ha sido dada al amparo de la LCE y su puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la Ley 28832.

En la transmisión, al igual que en la generación, lo que se buscaba era incentivar la inversión privada para, en este caso, aumentar la capacidad y confiabilidad del sistema. En ese sentido, si en la

generación se crearon licitaciones incentivando la "bancabilidad" de proyectos mediante contratos a largo plazo que asegurasen un flujo constante de retorno<sup>31</sup> -es decir, un mecanismo "pro mercado"-, en la transmisión la "solución" fue un esquema que si bien sería desarrollado por los privados, su diseño y planificación correspondería al Estado.

Así, como primer punto relevante, se estableció la obligación de tener un Plan de Transmisión<sup>32</sup> a ser actualizado cada dos años, el cual es desarrollado por el operador del sistema, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas. En dicho plan se planificaría el crecimiento del SEIN, identificando las líneas que serían necesarias construir para asegurar el crecimiento del sistema, encargando asimismo al Estado, a través de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN), que realice licitaciones públicas para su adjudicación.

Sin embargo, el cambio más importante fue la reestructuración del sistema de transmisión<sup>33</sup>. Era evidente que las reglas de la LCE no habían producido los efectos deseados, ya que el sistema de remuneración regulado no había atraído a ningún inversionista, motivo por el cual no se habían construido líneas al amparo de la LCE. Por consiguiente, en vez de modificar el sistema de remuneración en las líneas de transmisión en la propia LCE, se crearon dos nuevos sistemas de transmisión que coexistirían con el SPT y el SCT, en cuyos contratos se fijaría los mecanismos de remuneración<sup>34</sup>. Así, se crearon los siguientes sistemas de transmisión:

30. Asimismo, si bien las transacciones entre generadores y distribuidores son al precio resultante de la licitación, se creó un mecanismo de compensación para todos los usuarios regulados.

31. Asegurando adicionalmente el suministro de los consumidores finales.

32. Como medida de urgencia, el Ministerio de Energía y Minas determinó un Plan Transitorio de Transmisión con las mismas características vinculantes y encargó a PROINVERSIÓN los concursos respectivos para la construcción de las siguientes líneas: (i) LT Chilca-Planicie-Zapallal 500 KV, (ii) LT Sierra Norte 220 KV, (iii) LT Mantaro-Caraveli-Montalvo 500 KV, (iv) LT Machu Picchu-Cotaruse 220 KV, (v) LT Chilca-Marcona-Caraveli 500 KV (vi) LT Lima-Trujillo 500 KV y (vii) LT Trujillo-Chiclayo 500 KV.

33. La reestructuración del sistema de transmisión puede apreciarse con mayor detalle en el Reglamento de Transmisión, aprobado meses después de la promulgación de la Ley 28832, mediante Decreto Supremo 027-2007-EM.

34. Debe precisarse que el Estado ya venía celebrando este tipo de Contratos BOOT desde hacía algunos años.

- Sistema Garantizado de Transmisión (SGT): está conformado por aquellas instalaciones que se encuentran incluidas dentro del Plan de Transmisión, son otorgadas en concesión a través de un proceso previo de licitación pública y cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la Ley 28832.
- Sistema Complementario de Transmisión (SCT): se consideran como instalaciones del SCT a (a) aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes y (b) aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión, cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la LDGE.

muneran a través de una base tarifaria que es definida por el OSINERGMIN y que debe incluir tres (3) componentes:

- La remuneración de las inversiones, la cual se calcula como la anualidad para un periodo de recuperación de la inversión total de hasta treinta años, la misma que es analizada con una tasa del doce por ciento (12%).
- Los costos eficientes de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- La liquidación que pueda corresponder por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado por la empresa transmisora.

La remuneración de la inversión y los costos de operación y mantenimiento que forman parte de la base tarifaria son los que correspondan a la propuesta ganadora del proceso de licitación convocado para la construcción de las instalaciones del SGT. Por consiguiente -y ello representa el cambio más importante respecto del sistema remunerativo del SPT-, son los postores los que proponen el valor de ambos componentes de la base tarifaria dentro de su respectiva oferta. Dichos contratos se celebran bajo un esquema BOOT<sup>35</sup>.

A partir de ese momento, en el Perú coexisten los cuatro tipos de sistemas de transmisión, cada uno con un tipo de remuneración particular. Al respecto, la Ley 28832 estableció un régimen de remuneración de las instalaciones del SGT cuyo objetivo principal fue generar estabilidad y predictibilidad en los ingresos de los concesionarios de transmisión. De acuerdo con ello, las instalaciones del SGT, licitadas por PROINVERSION, se re-

---

siendo el Contrato BOOT Mantaro-Socabaya uno de los más representativos, ya que a la luz de los hechos queda evidenciado que sólo a través de un Contrato con todas las garantías necesarias y con predictibilidad en el retorno se podría atraer inversión privada. Por ello, en realidad la Ley 28832 institucionalizó lo que el Estado ya venía desarrollando, es decir, se reconoció que en estos Contratos se fijarían las condiciones concretas del sistema de remuneración.

De igual forma, como ya se ha mencionado el Estado también había celebrado otro tipo de Contrato distinto a los BOOT, el llamado Contratos tipo RAG (Remuneración Anual Garantizada), en la que el inversionista recibía un monto anual fijo que se ajusta mediante un índice. En suma, los contratos mencionados ofrecían a los inversionistas un tipo de remuneración diferente a la establecida en la LCE que sí produjo resultados positivos.

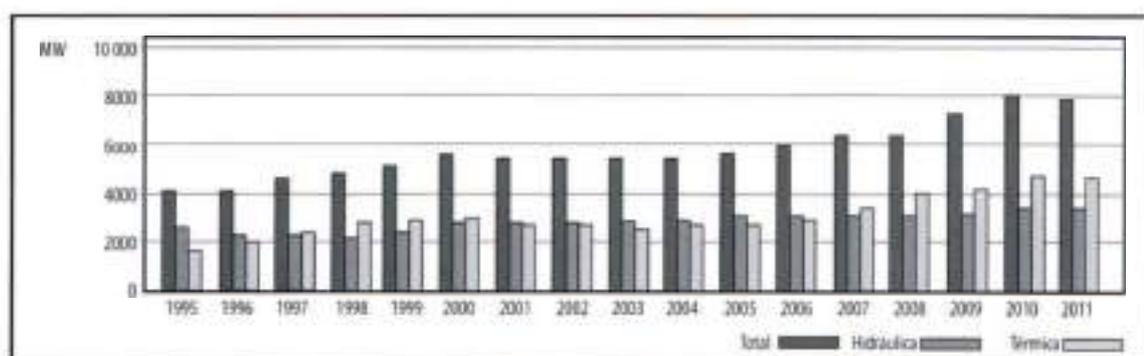
35. Las principales características de los Contratos BOOT del SGT son las siguientes:
- Durante el plazo del contrato, el concesionario actuará como propietario de los bienes de la concesión y podrá usarlos para prestar el servicio de transmisión de electricidad. Al término de la concesión las empresas deberán transferir al Estado la propiedad de los bienes y derechos que conforman su sistema de transmisión.
  - La sociedad concesionaria se obliga a diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos, construir, operar y mantener la línea eléctrica.
  - Las empresas tienen el derecho de explotar las líneas de transmisión entre la puesta de operación comercial y el vencimiento del plazo de concesión. La explotación de las líneas de transmisión por parte de la sociedad concesionaria debe garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del servicio de acuerdo con las leyes vigentes y

En el caso del SCT, este se caracteriza porque se desarrolla a iniciativa del Estado. Por ejemplo, una compañía minera que necesita construir una línea que lleve energía hasta sus operaciones mineras y que se interconecte con el SPT o el SGT. El pago de estos sistemas lo asumen quienes lo utilizan. Así, si es el mismo titular quien construye la línea perteneciente al SCT, no tiene que pagarle a nadie, pero si es un tercero -una empresa especializada, como es habitual- quien obtiene los permisos correspondientes y es el titular de la línea, el pago lo asume quien lo utiliza, en nuestro ejemplo la compañía minera. Dicho pago es de libre negociación entre las partes y OSINERGMIN únicamente interviene si las partes no se ponen de acuerdo.

En lo que respecta a la distribución, los principios económicos del sistema indican que en aquellas actividades donde no resulta eficiente que haya competencia, la regulación la simula estableciendo un conjunto de parámetros. Así, en la actividad de distribución cada empresa concesionaria desempeña su actividad con exclusividad dentro de un área determinada, es decir, la concesión de distribución otorga exclusividad a su titular sobre un área determinada, ya que por los altos costos hundidos no resultaría eficiente que otra empresa preste el servicio en el mismo lugar. En

ese sentido, las empresas distribuidoras, que son las que finalmente realizan el cobro a los consumidores finales, por la prestación de su servicio son remuneradas con el Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual es un costo regulado que representa la operación de una "empresa modelo eficiente", lo cual no es más que una simulación hecha por OSINERGMIN que incluye todos los costos en los que incurriría una empresa "modelo" para prestar un servicio, fijando un margen de ganancia para las distribuidoras que debe fluctuar entre 8% y 16%.

Los años siguientes a la reforma del año 2006 demostraron que el sistema eléctrico sí mejoró, ya que se cumplieron, al menos parcialmente, los objetivos buscados. En primer lugar, las líneas de transmisión, licitadas hasta el día de hoy regularmente por PROINVERSION, empezaron a construirse, solucionando progresivamente los problemas de congestión generados principalmente en las líneas que iban del centro hacia el norte y sur. En lo que respecta a generación, si bien se ha crecido considerablemente desde ese entonces, los resultados deben analizarse cuidadosamente. A continuación se presenta un cuadro de la evolución de la generación en el SEIN desde el año 1995 hasta el 2011:



Fuente: COES\*

las condiciones establecidas en el contrato. Se establecen también las penalidades y compensaciones por la falta de calidad y continuidad del servicio.

- A partir de la fecha de suscripción de los contratos, las empresas serán responsables por los daños, perjuicios o pérdidas ocasionadas a los bienes de concesión de acuerdo con las leyes aplicables. Los concesionarios deben contratar un régimen de seguros de responsabilidad civil para cualquier daño, así como un seguro a todo riesgo que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la concesión.
- \* Los gráficos en los que cita al COES, fueron obtenidos de las clases de Electricidad, del Ingeniero Cesar Butrón, Presidente del COES.

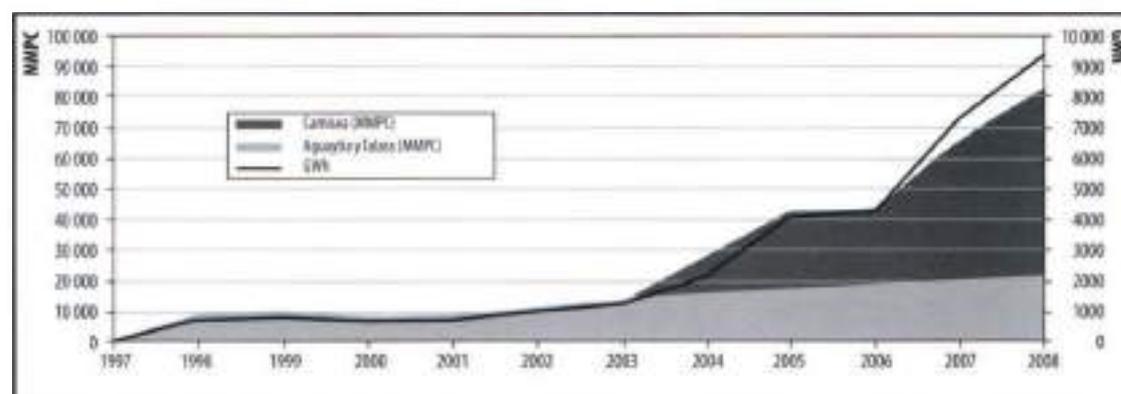
No obstante lo anterior, los resultados son engañosos porque si bien el crecimiento del sistema de transmisión tiene directa relación con la reforma introducida por la Ley 28832, el sostenido crecimiento en generación tiene su explicación en factores distintos.

#### 4. En paralelo: el ¿exitoso? crecimiento del SEIN

Como ya se ha comentado al inicio del presente artículo, la implementación del proyecto Camisea tuvo un impacto muy significativo en el SEIN y consecuentemente en la economía nacional.

Sobre este punto es necesario hacer un comentario adicional para entender la problemática generada a partir de su implementación. En el año 1988 la empresa Shell tenía los estudios técnicos listos y se encontraba preparada para iniciar sus operaciones en el Lote 88; sin embargo, el presidente Alan García decidió, por diversos

motivos que no vale la pena comentar en el presente artículo, que no era el momento de que el proyecto se realice. Ello generó que la empresa norteamericana se fuese del país, dejando todos los estudios listos y demás documentación técnica necesaria para su realización<sup>36</sup>. Cuando en el gobierno del presidente Alejandro Toledo el proyecto se materializó en gran medida gracias al Ing. Jaime Quijandria Q.E.P.D.<sup>37</sup>, lo que se pidió al consorcio ganador fue que se pague una regalía muy alta y que se venda el gas muy barato, en la medida que muchos costos habían sido "ahorrados" al tener los inversionistas gran parte de los estudios preparados por la empresa Shell años atrás. En consecuencia, el gas del Lote 88, que alimenta todas las centrales térmicas que hoy se han construido en el distrito de Chilca, es muy barato<sup>38</sup>. Como muestra el siguiente cuadro, la presencia del gas de Camisea en el SEIN se incrementó dramáticamente año a año desde que el proyecto empezó operaciones en el año 2004:



Fuente: COES

36. Posteriormente, a mediados de la década de los 90 hubo algunos acercamientos, pero no fue hasta 1999 cuando la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) acordó llevar adelante un proceso de promoción para desarrollar el Proyecto Camisea. Es así que el 31 de Mayo, el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a Concurso Público internacional para otorgar el Contrato de Licencia para la explotación de Camisea, y las Concesiones de Transporte de Líquido y Gas desde Camisea hasta la costa y de Distribución de Gas en Lima y Callao, suscribiéndose en diciembre del año 2000 los Contratos para el Desarrollo del Proyecto Camisea con los consorcios adjudicatarios.
37. Hasta antes de la entrada en operación del proyecto de Camisea, la industria del gas natural tuvo un desarrollo limitado restringiéndose a las actividades de generación de electricidad y suministro en la zona de dos yacimientos:
  - Yacimiento de Aguaytia: localizado en la provincia de Curimaná-Ucayali (a 77 Km. de Pucallpa, lote 31-C).
  - Yacimientos de la Costa Norte Continental: localizados en el cuenca petrolera de Piura y Tumbes. El gas natural se haya asociado al petróleo.
38. La Cláusula 8.4.4.1, en el literal a) del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, fijó el precio realizado máximo "en boca de pozo" de 1,00 US\$/MMBTU para el generador eléctrico y de 1,80 US\$/MMBTU para los demás consumidores. Si bien a ello se le debe sumar el precio del transporte a la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) y la distribución, la tarifa final es muy baja.

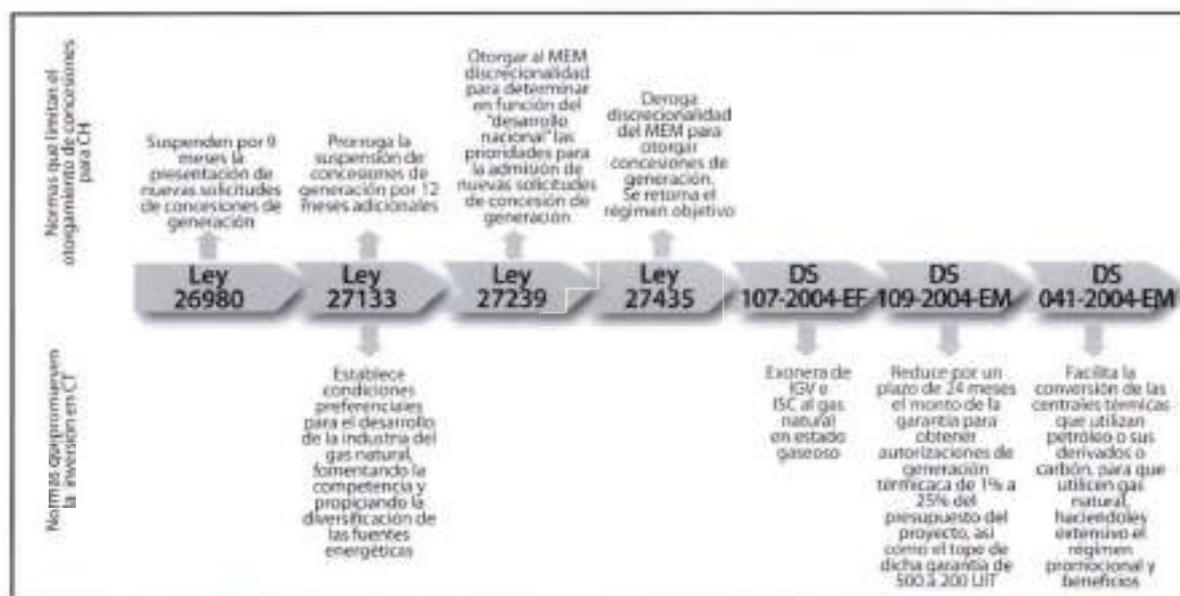
Es innegable que el gas barato, por ende la energía barata, ha permitido que las industrias crezcan con costos muy bajos de energía. Por ello, es cierto que Camisea ha sido uno de los pilares más fuertes del alto crecimiento de la economía peruana en los últimos años, y en lo que respecta a la generación de energía eléctrica ha sido la principal causa del incremento en la generación eléctrica en el SEIN. Sin embargo, dos problemas se derivaron de la implementación de Camisea, ambos relacionados con la energía hidroeléctrica. El primero, es que para "asegurarle mercado", se tuvo que promulgar un conjunto de normas que limitaron el desarrollo de proyectos hidroeléctricos e incentivaron el desarrollo de centrales térmicas, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

El segundo problema, el más grave, es que hemos vivido ocho años sin aceptar que el modelo regulatorio, en lo que respecta a generación, no ha funcionado como se esperaba. Es cierto

que las licitaciones de las distribuidoras han ayudado, pero en la práctica, la generación en el SEIN ha crecido en los últimos ocho años por el gas barato del Lote 88 y no por el esquema regulatorio vigente. Si se revisase los registros del Ministerio de Energía y Minas, se podría apreciar que no se ha construido ningún proyecto hidroeléctrico grande en los últimos años<sup>39</sup> salvo las pocas centrales que se están construyendo a raíz de licitaciones de PROINVERSION<sup>40</sup>, convirtiéndonos en un país que ahora depende de un recurso no renovable y sin grandes proyectos hidroeléctricos que aseguren el abastecimiento energético del país a partir del año 2019.

### 5. La energía renovable

En el año 2009<sup>41</sup> se promulgó la Ley de Promoción a la Generación Eléctrica con Energías Renovables (RER), aprobado mediante Decreto Legislativo 1002, norma a través de la cual se busca promocionar la construcción de cen-



39. La única central de más de 200 MW que se ha construido, es la Central Hidroeléctrica El Platana, cuya implementación responde a consideraciones que no tienen como base las bondades del marco regulatorio.
40. PROINVERSION ha permitido, mediante diversas licitaciones, la viabilidad de proyectos como las centrales hidroeléctricas Cheves (Lima), Santa Teresa (Cuzco), Chaglla (Huánuco), Pucará (Cuzco), Cerro del Águila (Huancavelica), Molloco (Arequipa) así como las centrales térmicas que servirán como reserva fría para el SEIN (Talara, Ilo, Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado) y las centrales térmicas adjudicadas para el Nodo Energético del Sur (Mollendo e Ilo). Sin embargo, sin los beneficios "extra" marco regulatorio creados en las respectivas licitaciones para los respectivos contratos, dichos proyectos no se estarían construyendo.
41. Ver: <[http://www2.congreso.gob.pe/Sicr/ApoyComisiones/comision2007.nsf/1A6AA9CC37A44A1B052574270072C883/\\$FILE/ACTAENERGIA17-01-2008\(EXTRA\).pdf](http://www2.congreso.gob.pe/Sicr/ApoyComisiones/comision2007.nsf/1A6AA9CC37A44A1B052574270072C883/$FILE/ACTAENERGIA17-01-2008(EXTRA).pdf)>.

trales eléctricas con fuentes no renovables, tales como la solar, la eólica, las hidroeléctricas menores a 20 MW<sup>42</sup>, etc. Como se mencionó en la segunda sección del presente artículo, es necesario que todo sistema eléctrico esté compuesto por diversas tecnologías o fuentes de generación; ya que, de esta manera, se evita la dependencia a un solo recurso, mitigando la posibilidad de que ocurran crisis como las vividas en el año 2004. Las energías renovables apuntan en dicha dirección, además de las consideraciones de índole ambiental, debido a su casi nula afectación al ambiente que también resulta importante.

La introducción de este tipo de tecnologías en la matriz energética del Perú tiene como fundamento una nueva política de Estado, la cual si bien se materializó legalmente un año después a partir de la aprobación de la Política Energética Nacional del Perú para el periodo 2010-2040 (Decreto Supremo 064-2010-EM), recoge la preocupación estatal de que el Perú cuente con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.

De esta forma, si bien este tipo de centrales son comercialmente más costosas, la legislación ha previsto los siguientes beneficios para incentivar su desarrollo:

- Participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad: debe ser el 5% del Consumo Nacional de Electricidad, actualizado cada 5 años por el Ministerio de Energía y Minas.
- La generación de electricidad con RER tiene prioridad en el despacho diario de carga efectuado por el COES. Para ello, tiene un costo variable de producción igual a cero.
- Se implementan subastas a través de OSINERGMIN para la asignación de primas

a la generación con RER, suscribiendo contratos a veinte años en los que se garantiza a los adjudicatarios ingresos por la energía que inyecten al SEIN hasta el límite adjudicado. A la fecha se han realizado tres subastas con energías renovables, adjudicándose 43 proyectos de los cuales la gran mayoría son pequeñas hidroeléctricas (menores a 20 MW), así proyectos fotovoltaicos, eólicos y de biomasa.

- Régimen especial de Depreciación Acelerada para efectos del Impuesto a la Renta.
- Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas.

El impacto en la matriz energética de las RER es todavía muy poco significativo. Si bien actualmente existen diversas centrales RER que generan electricidad, la mayoría de tecnologías tiene muchas limitaciones, como por ejemplo la variabilidad de la intensidad de los vientos o la fuerza del sol, por lo que no son muy confiables. Por ende, sin los incentivos otorgados, las RER no podrían competir con los otros tipos de tecnología por ser poco rentables. De cualquier forma, es saludable que este tipo de generación se haya incorporado al SEIN.

#### IV. AGENTES DEL MERCADO Y PERMISOS GUBERNAMENTALES

Si bien en la anterior sección se ha adelantado parcialmente las entidades que intervienen en el mercado, a continuación se explicará con un poco más de detalle qué agentes intervienen en el mercado y cuál es su rol. Además, se hará un breve comentario sobre los permisos gubernamentales requeridos para la realización de actividades eléctricas.

Las principales entidades que intervienen en la industria son las siguientes:

42. Se considera que las centrales hidroeléctricas menores a 20 MW tienen un impacto menor en el ambiente por ser centrales "chicas" que no requieren grandes embalses como las grandes centrales hidroeléctricas, por lo que su impacto en el ambiente es mínimo.

- **Ministerio de Energía y Minas:** es el ente rector y normativo del sector energía, al cual pertenece la industria eléctrica. Tiene a su cargo establecer la política general del sector, regular o reglamentar materias relativas al sector energía y el otorgamiento, supervisión y terminación o caducidad de autorizaciones y concesiones para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión o distribución de electricidad, entre otros.
- **Dirección General de Electricidad ("DGE"):** es el órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del subsector electricidad; proponer y/o expedir, según sea el caso, la normatividad necesaria del subsector electricidad; promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; y, coadyuvar a ejercer el rol concedente a nombre del Estado para el desarrollo sostenible de las actividades eléctricas.
- **Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos ("DGAAE"):** es el órgano técnico encargado de aprobar los instrumentos ambientales necesarios para la realización de proyectos eléctricos.
- **Direcciones Regionales de Energía y Minas:** son órganos técnicos regionales que son competentes para otorgar autorizaciones o concesiones de generación de energía eléctrica con una potencia instalada mayor a 500kW y menor a 10 MW, siempre que se encuentren en el ámbito de la región. Asimismo, aprueban los permisos ambientales de las concesiones bajo su ámbito.
- **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas ("OSINERGMIN"):** es el organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las empresas en el sector eléctrico, encargándose de velar por el cumplimiento de las normas legales y técnicas que regulan el sector eléctrico. Igualmente, tiene a su cargo establecer las tarifas de las actividades sujetas a precios regulados, sobre la base de los criterios establecidos en las leyes aplicables, actuar como dirimente en los casos previstos en éstas; así como aplicar las sanciones correspondientes ante el incumplimiento de la normatividad del sector.
- **Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental ("OEFA"):** es un Organismo público técnico especializado adscrito al Ministerio del Ambiente (Decreto Legislativo 1013 - Ley General del Ambiente). Es el encargado de la supervisión y fiscalización ambiental en el sector electricidad desde el 4 de marzo del 2011. Sus funciones generales se derivan de la Ley 29235, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.
- **Comité de Operación Económica del Sistema ("COES"):** es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público, conformado por todos los agentes del SEIN, es decir, generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres, y cuyas decisiones son de cumplimiento obligatorio por éstos. Tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.
- **Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual ("INDECOP"):** vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectados. A tal efecto, emite las autorizaciones previas para los actos de concentración de tipo vertical u horizontal en el mercado eléctrico, que impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados.
- **Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú ("PROINVERSIÓN"):** agencia

estatal encargada de implementar los procesos de licitación del SGT, así como de las licitaciones de energía.

- **Usuarios Libres:** aquellos que no se encuentran sujetos a una regulación de precios por la energía y potencia que consumen, y que realizan sus transacciones en forma libre vía contratos con generadores y distribuidores. De acuerdo al marco legal vigente, aquellos que cuentan con una demanda superior a 2.5 MW se considerarán Usuarios Libres, y aquellos que cuentan con demanda superior a los 200 kw, sin llegar a los 2.5 MW podrán optar por dicha condición. Estos son los grandes clientes, la regulación entiende que conocen bien el mercado y, por consiguiente, pueden negociar directamente sus contratos, por lo que los contratos son libres.
- **Usuarios Regulados:** aquellos que tienen una demanda menor a 200kW y cuyas tarifas son reguladas por OSINERGMIN. Se entiende que por ser usuarios pequeños, sin conocimiento de la industria, existe una fuerte asimetría de información, por lo que el Estado, a través de la regulación, los protege, imponiendo diversas condiciones a las empresas eléctricas para asegurar un suministro adecuado a un precio "justo".

De igual forma, para desarrollar actividades en el sector eléctrico<sup>43</sup> se requieren autorizaciones y concesiones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda.

De acuerdo a lo dispuesto por la LCE, el Ministerio de Energía y Minas puede otorgar concesiones temporales o definitivas. Las primeras

se otorgan para la realización de estudios de factibilidad por el plazo de dos años, pudiendo ampliarse excepcionalmente por un año adicional cuando medie un evento calificado por el MEM como caso fortuito o fuerza mayor. El titular de la concesión temporal goza de un derecho preferente para solicitar la concesión definitiva correspondiente.

La concesión definitiva se otorga por plazo indefinido mediante Resolución Suprema y adquiere carácter contractual cuando se suscribe el respectivo contrato de concesión, el cual debe elevarse a escritura pública. En ese sentido, se requiere de una concesión definitiva para desarrollar cualquiera de las siguientes actividades: (i) generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos cuando la potencia instalada sea mayor a 500 KW, (ii) transmisión de energía eléctrica, únicamente cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran imposición de servidumbres, (iii) distribución de energía eléctrica con carácter de servicio público de electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW y, (iv) generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables cuando la potencia instalada sea mayor a 500 KW. Asimismo, se exige autorización para el desarrollo de actividades de generación termoeléctrica cuando la potencia instalada sea superior a 500 KW. Éstas se otorgan también por plazo indefinido.

Por otro lado, cuando el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución no requiere el otorgamiento de una autorización o concesión, se establece la obligación de cumplir con las normas técnicas y las disposiciones de conservación del medio ambiente y del

43. Otro parámetro importante del marco regulatorio del sector eléctrico es la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, ("NTCSE"), aprobada mediante Decreto Supremo 020-97-EM. Esta norma establece los niveles mínimos de calidad para la prestación de servicios eléctricos sujetos a regulación de precios, siendo aplicable también a los suministros sujetos al régimen de libertad de precios en todo aquello que las partes no hubiesen pactado o no hubiesen pactado en contrario.

La NTCSE contempla aspectos, parámetros e indicadores que deben tomarse en consideración para la evaluación de la calidad del servicio de electricidad, así como las consecuencias por el incumplimiento de la misma. Por otro lado, la NTCSE es de aplicación obligatoria para las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad, en lo que concierne a la calidad del suministro.

Patrimonio Cultural de la Nación, informando asimismo al Ministerio de Energía y Minas el inicio de la operación y las características técnicas de las obras e instalaciones.

Además, debe mencionarse que independientemente de los títulos habilitante sectoriales descritos, el marco legal vigente permite la posibilidad de otorgar concesiones de infraestructura para la realización de ciertos proyectos. Estos son los Contratos BOOT utilizados para el SGT, los cuales son otorgados para la concesión de infraestructura y por ende no habilitan la realización de actividades eléctricas. Así, si un postor resulta ganador en una licitación de PROINVERSIÓN, deberá necesariamente obtener el permiso aplicable ante el Ministerio de Energía y Minas o la Dirección Regional de Energía y Minas correspondiente.

## V. FUNCIONAMIENTO DEL SEIN

Después de haber comentado los principios básicos del mercado de electricidad y la historia y reformas del sector, corresponde explicar ahora cómo opera el SEIN, para poder entender así las transacciones que se desarrollan en el mercado.

### *El Despacho Eléctrico*

El sistema eléctrico presenta las particularidades mencionadas en la segunda sección del presente artículo. Por ello, resulta imprescindible que un órgano técnico e independiente, como lo es el COES, coordine la operación del SEIN en tiempo real y al mínimo costo todas las instalaciones de generación y de transmisión que forman parte del SEIN, a efectos de (i) mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda en todo momento, lo cual se realiza programando la operación de las centrales de generación a lo largo de todo el día en base

a proyecciones de consumo y estadística, (ii) administrar las transacciones en el mercado de corto plazo, efectuando las liquidaciones mensuales correspondientes, (iii) calcular el costo marginal del sistema cada 15 minutos durante todo el día, entre otras funciones ya comentadas.

El COES realiza la coordinación del despacho de energía y operaciones de transmisión al mínimo costo para los consumidores.

Al respecto, el costo variable de la unidad de generación con el mayor costo variable<sup>44</sup> que es despachada durante un intervalo de tiempo, determina el costo marginal para todo el sistema interconectado durante dicho intervalo de tiempo.

Por tanto, el COES ordena las centrales en orden ascendente sobre la base de sus costos marginales<sup>45</sup> de operación a corto plazo y despacha primero las que tienen menores costos. Así, cada 15 minutos el COES establece cuál es el costo de la unidad que está marginando, es decir, la que está generando a un mayor costo. Por ende, la central que está generando a mayor costo es la que marca el precio de ese momento. Ese es el precio spot. Dicho precio varía durante el día dependiendo de la demanda, ya que la programación del despacho varía en función de la fluctuación de la demanda.

La planta de generación con el costo variable más bajo despachará hasta su máxima capacidad antes que otra planta de generación proceda al despacho. Por lo tanto, si por la "poca" demanda solo están despachando unidades hidroeléctricas, el precio sería determinado por éstas. En cambio, si por la demanda es una central térmica a diesel la última en generar

44. Los costos variables son los costos de operación y mantenimiento. Así, las hidroeléctricas, al utilizar el agua para operar, tienen el menor costo variable y por eso son las primeras en despachar (salvo despachen las RER, cuyos costos variables regulatoriamente se han fijado en cero y por ende cada vez que pueden entran a despachar). De igual forma, las térmicas utilizan combustibles fósiles, y por lo que sus costos variables son más caros y por tanto despachan después que las hidroeléctricas.

45. El costo marginal de energía es el costo de producción de una unidad adicional de energía usando la central más barata que tenga capacidad disponible.

electricidad, será ésta la que determine el precio. Ello se denomina un despacho óptimo, en el que se privilegia el despacho de energía generada a menor costo respecto de aquella generada a mayor costo.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la variación de la demanda de electricidad, la cual llega a sus niveles más altos entre las 18:00 y 23:00 horas, y la consiguiente generación de electricidad por tipo de tecnología. Cuando la demanda es más alta, las centrales más caras tienen que "cubrir" esa diferencia entrando a generar electricidad, por lo que el precio spot aumenta y en consecuencia el precio de la energía sube.

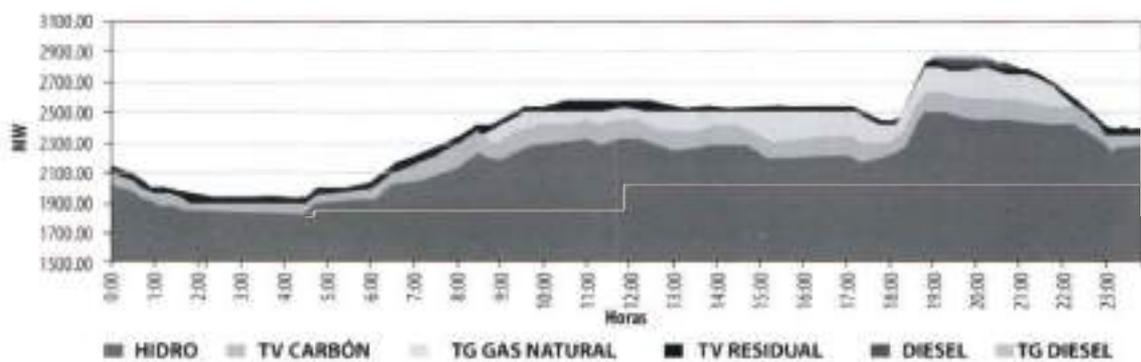
Como comentario adicional, debe considerarse que existen muchos factores que inciden directamente en la fijación del costo marginal. Por ejemplo, en los meses de mayor lluvia (diciembre-abril), las centrales hidroeléctricas pueden generar más electricidad, por lo que los precios de energía serán más baratos. Como contrapartida, en los meses de menos

lluvia (mayo-noviembre) las centrales generarán menos electricidad y por lo tanto se requerirá que centrales de costos variables más elevados generen electricidad, haciendo que la energía sea más cara.

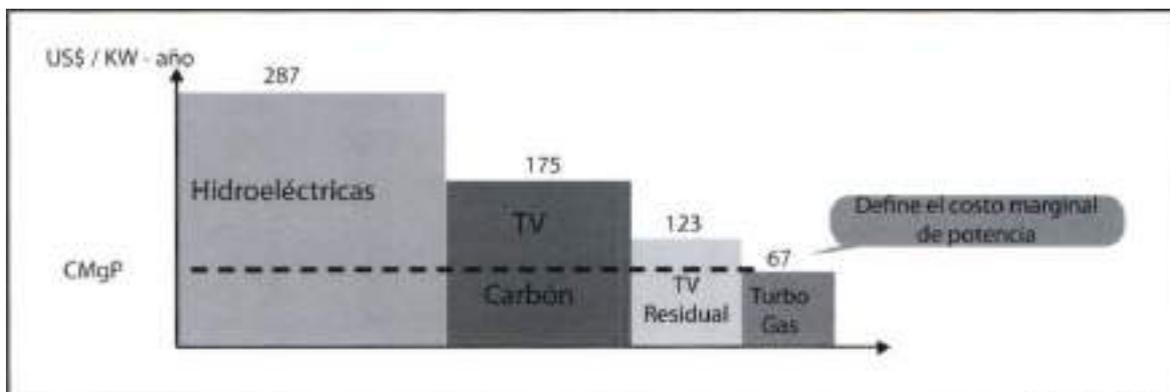
En lo que respecta a potencia, el precio es igual al costo fijo de la última central que entró a producir en la hora punta (máxima demanda).

En este caso, a la inversa que en la energía, el precio lo fija la unidad que tiene los costos más baratos. Recordemos que los costos fijos son los asociados a la inversión. En unidades térmicas, estos costos son bajos comparativamente con las hidroeléctricas. Por ello, la última central que es requerida para el despacho, normalmente una térmica de bajos costos fijos, es la que fija el precio de potencia, por lo que el precio resultante es bajo.

Como puede apreciarse, existe un balance en el sistema de despacho. En lo que respecta a la energía, el precio spot lo fija la unidad más cara. Sin embargo, en lo que respecta a potencia, el precio lo fija la unidad más barata.



Fuente: COES



Fuente: COES

### Precios y Transacciones en el SEIN

Como principio básico, debe considerarse que el artículo 8<sup>46</sup> de la LCE establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia. Así, las operaciones sujetas a regulación de precios son:

- La transferencia de potencia y energía entre generadores.
- Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres.
- Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.
- Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad, excepto cuando se hayan efectuado licitaciones destinadas a atender dicho servicio de electricidad.
- Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Todas las operaciones no comprendidas en dichos supuestos se efectúan libremente.

En mérito a dichas consideraciones, el precio final está compuesto de la siguiente manera:

- Precios de generación (regulados o libres, dependiendo del caso).

+

- Costo Total de Transmisión: las instalaciones del SPT son remuneradas por el abono de una compensación mensual a ser efectuada por los generadores que estén conectados a dicho sistema. Dicha compensación deberá cubrir el (i) Costo Total de Transmisión, el cual representa la suma de la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento; así como por (ii) el Peaje de Transmisión<sup>48</sup>, el cual es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión una vez sustraído el Ingreso Tarifario, pagado por los generadores en función de su potencia firme.

+

- Valor Agregado de Distribución<sup>49</sup>: es el costo reconocido al distribuidor por la prestación de su servicio, el cual es calculado en función a estimaciones que realiza OSINERGMIN sobre la base de una empresa modelo eficiente.

Teniendo como base el esquema de precios comentados, debe señalarse que en el SEIN las empresas **generadoras** pueden celebrar hasta cuatro tipos de transacciones:

- 1) Transacciones "spot" a costos marginales: son las transacciones que se realizan entre las empresas generadoras.

46. Artículo 8.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley (...).

47. LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

LDE: Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

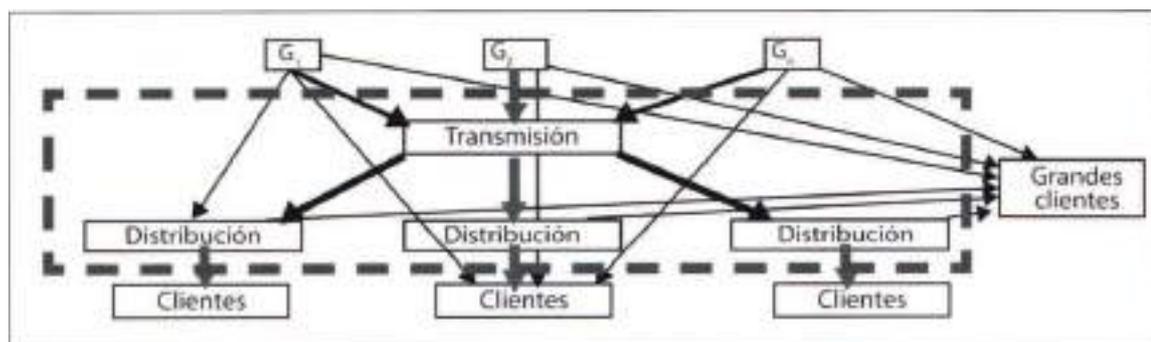
48. Al Peaje se le agregan todos los cargos adicionales, tales como: (i) el cargo por las primas de los RER; (ii) la Compensación por Transporte de Gas Natural; (iii) la Compensación Adicional por Seguridad de Suministro derivada del Decreto Legislativo 1041, que sirve por ejemplo para remunerar a las Centrales de "Reserva Fría" que brindan seguridad de suministro al SEIN; (iv) la Compensación de Generación Adicional; (v) la Compensación de Costo variable Adicional; entre otros.

49. El VAD es calculado para cada sector típico de distribución, el cual agrupa a diversos usuarios en 6 clases en función a las características del suministro.

Sistema de Precios <sup>57</sup>			
Segmento	Principios, Criterios y Metodología		Periodo
Generación	Opción 1 (LCE): Competencia en el mercado	Energía: Costos marginales productos de la operación del sistema	12 meses
		Potencia: Costos marginales productos de la central de mínimo costo de inversión para abastecer la punta (turbina a gas)	
	Opción 2 (LDE): Competencia por el mercado	Subastas de energía - Oportunidad de ingreso de nuevos agentes.	20 años
Transmisión	Opción 1 (LCE)	Costo Medio Eficiente de un Sistema Económicamente Adaptado	12 meses
		Sistema principal: pagado por todos los consumidores finales	
		Sistema secundario: pagado por los que usan físicamente las instalaciones	
	Opción 2 (LDE)	Sistema Garantizado - Planeamiento - Subastas BOOT	30 años
Distribución	Monopolio Natural		
	Costo Medio Eficiente para Empresas Modelo		48 meses
	Valor Agregado de Distribución por nivel de tensión		

- 2) Las empresas generadoras no están obligadas a contratar. Pueden decidir simplemente vender a precio spot de acuerdo a lo que despachen. En ese sentido, las generadoras inyectan electricidad al SEIN conforme sean llamadas a despachar por el COES de acuerdo a sus costos variables. Así, todos los meses el COES contabiliza, para cada generador, la totalidad de sus 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. Una vez efectuada la valorización respectiva, se determina el saldo, positivo o negativo, de cada uno de los generadores. Será positivo cuando un generador haya despachado más de lo que haya retirado, y a la inversa. Ello es la administración del mercado de corto plazo.
  - 3) Contratos con empresas generadoras a precio libre: igualmente, las generadoras pueden celebrar contratos por energía y potencia entre ellas mismas con el objeto de cumplir sus compromisos contractuales.
  - 4) Contratos Bilaterales con Clientes Libres a precio libre: el precio de generación (energía y potencia) se fija libremente.
  - 5) Contratos Bilaterales con Distribuidoras a Precio Regulado: son los contratos entre generadoras y distribuidoras cuya energía será destinada a los usuarios regulados, por lo que el precio es el correspondiente a la Tarifa en Barra<sup>50</sup> (precio regulado).
  - 6) Contratos Bilaterales con Distribuidoras a precio firme resultado de las Licitaciones de la Ley 28832: son los contratos derivados de las Licitaciones. Como ya se ha explicado, el precio adjudicado es trasladado a los usuarios.
- De igual forma, las empresas **transmisoras** únicamente son remuneradas directamente por las empresas generadoras para los SPT y SGT, por lo que no celebran contratos con las empresas generadoras o distribuidoras. Sin embargo, en el caso de los SST y SCT, las transmisoras son remuneradas por quienes perciben el beneficio de la transmisión, ya sea mediante acuerdo entre

50. Las Tarifas en Barra se determinan para cada barra del sistema. Debe recordarse que éstas son componentes o partes integrantes de las subestaciones donde se enlaza la línea de transmisión con la subestación.



Fuente: COES

las partes (contrato de servicio de transmisión) o mediante un cargo fijado por OSINERGMIN.

Por otro lado, las empresas **distribuidoras** celebran los ya mencionados contratos con las empresas generadoras para suministrar a clientes regulados o libres (también llamados grandes clientes). Asimismo, celebran contratos por adhesión con los miles de usuarios regulados, "ganando" únicamente por el VAD, que es lo que efectivamente prestan a favor de los usuarios.

El cuadro a comienzo de página grafica las transacciones efectuadas en el SEIN que se acaban de comentar:

## VI. PERSPECTIVAS DE CRECIMIENTO

En las secciones anteriores se ha explicado los antecedentes del sector, es decir, su historia y funcionamiento. Para analizar sus perspectivas hace falta preguntarse qué pasará con la oferta y la demanda en los próximos años.

En un país con tasas de crecimiento entre 5% y 7%, la capacidad del sistema debe crecer al menos dos puntos porcentuales por encima para satisfacer las necesidades de crecimiento. Ello implica que para el año 2020 la oferta debería duplicarse, tal como muy bien han entendido las empresas mineras que actualmente buscan asegurar el suministro eléctrico para sus operaciones a largo plazo mediante diversos mecanismos. ¿Es ello posible?

El esquema creado bajo el Plan de Transmisión ha probado ser exitoso. Sin embargo, en la generación el "éxito" se llama (básicamente) Camisea y no Decreto Ley 25844 o Ley 28832, ya que el

gas barato ha sido el gran motor del crecimiento del parque generador.

Como ya se ha explicado, existe un problema serio en lo que respecta a la inversión de centrales hidroeléctricas. Los inversionistas se concentraron en "poblar" Chilca de grandes centrales térmicas por todos los incentivos creados para que Camisea fuera una realidad. Hoy, el SEIN depende de Camisea y la fragilidad del sistema es muy alta. Si el ducto sufriese un siniestro, Lima se quedaría sin energía, por lo que tenemos suerte que los remanentes de los grupos terroristas no estén ideologizados (como si lo estaban antes). Otro síntoma de la fragilidad del sistema se apreció con ocasión de los recientes apagones en Lima en enero de este año a raíz del huayco ocurrido en Huancavelica que impidió el normal funcionamiento de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo (Complejo Hidroeléctrico Mantaro). Así, pese al crecimiento del sistema dicha hidroeléctrica estatal (en operación desde 1973) sigue manteniendo particular importancia en el SEIN.

Asimismo, resulta paradójico mencionar que en los primeros meses del año una importante empresa del sector manifestó que no podría implementar una fuerte inversión en dicho distrito al sur de Lima debido a que el ducto de Camisea estaba "lleno" por todos los contratos ya firmados, y por ende no se podría traer más gas del ya comprometido.

En ese sentido, se puede apreciar que a grandes rasgos la energía termoeléctrica derivada del gas, salvo se certifiquen nuevas reservas o se descubran nuevos yacimientos, no va a solu-

cionar a largo plazo el crecimiento del SEIN. Si este mismo año no se han podido desarrollar proyectos por ausencia de capacidad en el ducto, ello es una señal inequívoca de que ya es momento (en realidad hace mucho que lo es) de mirar fuentes alternativas. Las RER, a pesar de progresivamente haber ido bajando sus costos, siguen siendo muy caras y en el Perú todavía no se han generado las condiciones para producir energía nuclear, por lo que la única alternativa viable para garantizar la confiabilidad del sistema sigue siendo la energía hidroeléctrica. Incido en la energía hidroeléctrica también porque tiene un gran potencial de desarrollo.

Según el estudio preliminar del Potencial Hidroeléctrico Nacional, denominado HIDROGIS, el potencial técnico aprovechable con centrales hidroeléctricas de pasada asciende a 69 445 MW, donde el mayor aprovechamiento se ubica en la vertiente del Atlántico con 60 627 MW, seguida por la del Pacífico con 8 731 MW<sup>51</sup>.

Otro estudio de la década del 70, desarrollado a través de la cooperación técnica alemana denominado Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional (EPHN), dio como resultado la determinación del potencial técnicamente aprovechable cercano a los 60 000 MW, anexado a un listado de 328 proyectos<sup>52</sup>.

Ahora, es cierto que si bien existe un problema de incentivos en el esquema regulatorio para la implementación de centrales de generación en general, la inversión en centrales hidroeléctricas enfrenta un conjunto de circunstancias que la hace más difícil, problemas que si bien no le son exclusivos, por las características de estos proyectos dichos problemas se acentúan:

- Los derechos sobre la tierra: en la mayoría de proyectos existen Comunidades Campesinas o Nativas, o simples poseedores, con los cuales el titular del proyecto debe

llegar a un acuerdo, como por ejemplo un contrato de servidumbre, para poder implementar la infraestructura eléctrica en cuestión. Muchas veces los contratos no son respetados, ya sea porque las nuevas Juntas Directivas desconocen los acuerdos adoptados por sus predecesores, o simplemente aparecen nuevos poseedores, entre otros motivos. Por tanto, más allá de la protección que la ley otorga a los concesionarios, en la práctica resulta virtualmente imposible que un proyecto funcione si no existe una buena relación con las personas afectadas.

- La Consulta Previa: si bien la Ley de Consulta Previa y su reglamento constituyen una gran oportunidad para ganar legitimidad social ante las Comunidades Campesinas y Nativas afectadas, lamentablemente las buenas intenciones no han sido acompañadas de una buena estrategia de comunicación sobre los reales alcances de la norma -como por ejemplo la no posibilidad del veto de un proyecto- así como de un proceso de gestión pública que permita efectivamente viabilizar el derecho en cuestión. Ello ha generado la paralización de diversos proyectos, ya que ante la falta de claridad y ejemplos concretos sobre su forma de implementación en la realidad, muchas inversiones se han detenido.
- Oposición social: relacionado con el punto anterior, los proyectos que, por ejemplo, implican la realización de represamientos generan una alta oposición social, por lo que resulta muy difícil su implementación. En el Perú, muchos grandes proyectos hidroeléctricos no se han realizado por la fuerte oposición social a los mismos.
- Lentitud en la aprobación de los Instrumentos Ambientales: a pesar de que la Ley del Siste-

51. Ministerio de Energía y Minas - Documento Promotor del Subsector Electricidad 2012. Consulta en: <www.minem.gob.pe>.

52. *Ibid.*

ma de Evaluación de Impacto Ambiental y su reglamento prescriben plazos de hasta 120 días en el caso de los Estudios de Impacto Ambiental Detallados, en la práctica -tanto en la DGAAE como en las DREM- ello puede tomar tranquilamente dos años o más.

Una de las medidas recientes de incentivos a las centrales hidroeléctricas fue la promulgación del Decreto Legislativo 1041, mediante el cual se modificó la Ley 28832 a fin de incorporar un incentivo a la contratación de energía hidroeléctrica en las Subastas de las Generadoras, estableciendo que en el proceso las ofertas económicas de los proyectos hidroeléctricos (no aplicable a centrales existentes) se les aplicará un factor de descuento. Ni un solo proyecto hidroeléctrico mediano se ha implementado con este beneficio. Ello demuestra, como se ha repetido varias veces, que el esquema regulatorio en generación no ha dado los frutos esperados, inclusive ni con esta última norma de incentivos comentada.

En suma, el panorama en generación no es muy auspicioso si es que no se adoptan las medidas necesarias para incentivar nuevos proyectos de generación. Las reglas vigentes han probado no ser suficientes para ello. Así, tal como lo ha admitido el propio Presidente del COES<sup>53</sup>, el crecimiento de la oferta de generación ha sido sustentado en gran parte, mediante centrales térmicas ya sea a base de petróleo diésel o gas natural y no ha encontrado aún el mecanismo adecuado para conseguir atraer inversión en centrales hidroeléctricas que, dado el gran potencial existente en el Perú, debieran ser la base del crecimiento.

## VII. CONCLUSIONES

El mercado de la electricidad funciona sobre la base de diversos principios técnicos y económicos descritos brevemente en el presente artículo. Al respecto, como toda industria regulada, el

entendimiento de dichos principios antecede a la regulación estatal.

En ese sentido, a pesar del muy accidentado desarrollo de esta trascendental industria en el Perú, ésta ha crecido considerablemente en los últimos años. Sin lugar a dudas, la Ley de Concesiones Eléctricas ha otorgado el marco de legalidad que ha permitido la institucionalización y crecimiento del sector.

Por otro lado, en lo que se refiere a las perspectivas del desarrollo de la industria, resulta claro que el gas natural no podrá seguir siendo considerado la base del crecimiento de la capacidad de generación, salvo se descubran nuevas reservas. Actualmente el precio de la electricidad se encuentra distorsionado por los excesivamente bajos precios del gas natural provenientes del Lote 88, lo cual ha limitado la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas por carecer de competitividad frente a la inversión en centrales térmicas a gas<sup>54</sup>. Por ende, resulta imperativo que se introduzcan nuevos incentivos a la generación hidroeléctrica para poder seguir creciendo al ritmo de nuestra economía con un precio de energía barato. Ese es el gran reto.

PROINVERSION ha anunciado que licitará 1,100 MW a finales del 2014. Esto podría ser un paliativo al déficit de generación a partir del 2018, pero de ninguna forma constituye la solución al problema a largo plazo. Creo que es momento de pensar en fuertes incentivos para la generación hidroeléctrica y empezar a ver desde el ángulo correcto a los grandes proyectos hidroeléctricos de la cuenca del Atlántico.

En cualquier caso, el mercado de la electricidad y particularmente el de generación tiene un futuro lleno de desafíos, en el que urgen cambios regulatorios por el bien del desarrollo económico del Perú.

53. BUTRÓN, Cesar. "2013: El año del inicio de la recuperación - Balance del sector eléctrico durante el 2013". Revista Oro Negro. Lima, 2014, Año 3, edición 15.

54. Para el año 2010, el costo de construir un KW en una térmica de ciclo abierto era de US\$300, en una planta de ciclo combinado US\$580, en una hidroeléctrica US\$1200 y en una RER US\$2200.