

"Y SE HIZO LA LUZ"

Historia, retos y perspectivas de nuestro sistema eléctrico



JUAN SANTIAGO CHANG TOKUSHIMA

Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú,
Profesor de Derecho Civil en la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas.
Profesor del Curso de Fundamentos de la Contratación Contemporánea 2
en la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas.

SUMARIO:

- I. Introducción.
- II. Algunos conceptos básicos.
 1. La electricidad no puede ser almacenada.
 2. La corriente eléctrica es difícil de controlar.
 3. Los disturbios en el flujo de electricidad son difíciles de controlar.
 4. Fluctuaciones en el voltaje no son aceptables.
- III. Nuestra historia energética.
 1. Nuestros primeros pasos en la industria energética.
 2. La crisis de Electroperú.
 3. La reforma implementada por la Ley de Concesiones Eléctricas.
 4. El control de concentraciones.
- IV. Breve recuento de la historia de nuestra matriz energética.
- V. ¿Una nueva crisis energética a la vista?
- VI. En conclusión.



I. INTRODUCCIÓN

Al Perú lo conocemos por ser un país de extremos. Hace sólo 30 años tuvimos una de las crisis económicas más severas de toda Latinoamérica, y hoy disfrutamos de una estabilidad económica que es envidiada por muchos países.

Como es evidente, con el desarrollo de la economía necesariamente se incrementa el consumo de servicios que consideramos básicos. Y no hay nada más básico que la energía eléctrica.

Nosotros, los usuarios regulados, descartamos siquiera la posibilidad de un desabastecimiento (aunque, valga decir que a finales del año 2012, el Estado Peruano declaró en emergencia al sector eléctrico, precisamente, debido a la existencia de un riesgo de desabastecimiento en el mediano plazo). Simplemente, damos por hecho que, tras apretar un interruptor, podremos dar por satisfecha nuestra necesidad de suministro eléctrico. Sin embargo, ¿Sabe usted cuáles fueron los principales eventos que ahora le permiten disfrutar del creciente consumismo energético? ¿Sabe cómo se distribuye nuestra matriz energética y que existen proyectos de energías renovables en ejecución? ¿Sabe cuáles son los problemas que tienen que superar las empresas para andar las centrales generadoras?

El presente artículo no pretende ser uno especializado en regulación. Todo lo contrario. Busca una simple y muy breve introducción al derecho de la energía para aquel lector interesado en este fascinante tema.

II. ALGUNOS CONCEPTOS BÁSICOS

La electricidad es un producto *sui generis*. No puede ser almacenado, ni fácil ni eficientemente. Es por ello que la mejor vía es producirlo, despacharlo y consumirlo según sea requerido en cada momento. Sin embargo, no es posible que un determinado productor (generador), entregue la energía que él produjo a un determinado cliente. En su lugar, la energía es inyectada por dicho productor a una suerte de piscina consistente en una gran red de líneas de

transmisión (en la que los demás generadores como él también inyectan su propia electricidad) para que, del otro lado de la piscina (o de la red de transmisión), los clientes la retiren según las condiciones que hayan estipulado en sus contratos con su respectivo proveedor (no importando quien produjo el electrón retirado por el cliente, sino las cantidades retiradas).

¿Y cuáles son los componentes claves de este sistema? El sistema eléctrico es un gran circuito. En primer lugar, los generadores eléctricos son aquellos encargados de "crear" las corrientes de electrones (es decir, producir la electricidad) a través de diversas fuentes, sean estas convencionales (agua, diesel, gas, carbón) o no convencionales (nuclear, viento, solar, mareas, geotermia, entre otras).

Esta corriente (previamente "transformada" a alta tensión a efectos de hacer más sencillo su traslado) viaja grandes extensiones desde las centrales de generación a través de líneas de transmisión de altas tensiones hacia los centros poblados u otros sitios geográficos que requieran de electricidad.

Al acercarse al área de consumo, la electricidad es "reducida" a tensiones seguras y llega, finalmente, hacia las líneas del distribuidor a un bajo voltaje a efectos de que éste se encargue de su entrega final al consumidor.

La demanda de energía varía durante el transcurso del día (la gente consume más energía durante la noche que en plena mañana). Para satisfacer la demanda en "horas punta" (lapsos de tiempo donde se demanda, en conjunto, el mayor consumo de electricidad) se requiere que las redes de transmisión cuenten con capacidad suficiente, incluso si esa capacidad no es utilizada plenamente durante el resto del día (denominadas "horas fuera de punta").

De esta manera, la competencia en el mercado eléctrico no depende sólo de la cantidad de productores (generadores) existentes, sino también depende que la capacidad de transmisión y el trazo de dichas redes permitan "entregar" el producto a sus clientes.

En este sentido, y siguiendo a Shively y Ferrare¹, las cuatro principales características físicas que definen todo sistema eléctrico (y denotan la complicación de su funcionamiento), son las siguientes:

1. La electricidad no puede ser almacenada.

Tal y como indicamos anteriormente, el flujo de electrones no puede ser almacenado de manera sencilla. Por ello, el sistema debe ser operado de tal manera que exista siempre un balance perfecto entre oferta y demanda de energía en todo momento. Si no existe una oferta que satisfaga perfectamente a la demanda en cada instante, el sistema completo colapsaría generando los conocidos apagones. De esta manera, el sistema requiere de continua vigilancia y coordinación.

2. La corriente eléctrica es difícil de controlar.

La electricidad siempre va a viajar a través del camino más sencillo. De esta manera, siendo que las líneas de transmisión (con distintos operadores/dueños) se encuentran interconectadas entre sí, se requiere la colaboración de todos los implicados. La manera en que cada uno opere sus propias instalaciones afectará necesariamente a todos los demás que pertenecen o se interconectan a la misma red. La falla en alguna de la infraestructura puede ocasionar pérdidas de electricidad que afectan a todo el sistema.

3. Los disturbios en el flujo de electricidad son difíciles de controlar.

Cambios en el voltaje y frecuencia de la electricidad viajan a muy altas velocidades (300 millones de metros por segundo). De esta manera, los problemas generados por un solo integrante del sistema se propagan con tal velocidad que pueden afectar al sistema entero (incluyendo a los consumidores finales).

4. Fluctuaciones en el voltaje no son aceptables.

Es decir, la entidad encargada de la vigilancia y coordinación no sólo debe asegurar que oferta y demanda encajen perfectamente, sino que no existan márgenes de error. Fluctuaciones podrían generar fallas en el sistema y perjudicar a los consumidores.

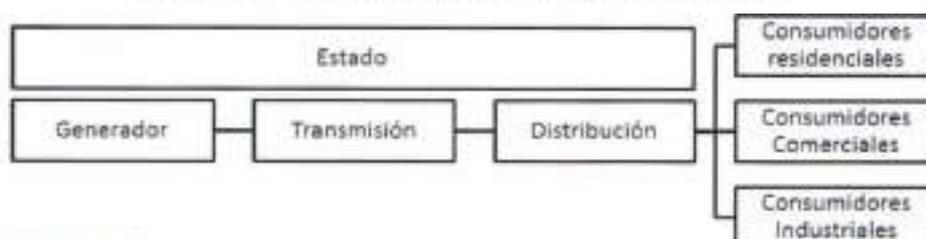
III. NUESTRA HISTORIA ENERGÉTICA

1. Nuestros primeros pasos en la industria energética.

La complejidad e importancia del mercado energético (explicada en párrafos previos) motivó que muchos Estados decidieran encargarse tanto de la construcción de la infraestructura como su operación a través de empresas estatales verticalmente integradas, desarrollando todas las actividades necesarias para entregar energía al consumidor final, a efectos de asegurar la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en áreas pobladas.

El Perú no fue la excepción. En el año 1972 el Estado, en poder del gobierno militar del Gral. Juan Velasco Alvarado, nacionalizó la industria

Cuadro No. 1
Esquema básico del sistema verticalmente integrado



1. SHIVELY, Bob y FERRARE, John. *Understanding Today's Electricity Business*. Enerdynamics Corp., Laporte, 2010, pp. 16 y ss.

eléctrica, hasta ese entonces sumamente incipiente. Así, con el Decreto Ley 19521 el gobierno militar decidió: “Resérvese para el Estado las actividades de generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para servicio público.” (Artículo 5). La “justificación” de tal proceder se debió a que, antes de la década de los setentas, la industria eléctrica estuvo desarrollada casi en su totalidad por el sector privado nacional y extranjero (sui- zo, inglés y norteamericano, principalmente), el cual atendía únicamente al 15% de la población (grandes ciudades) y con una capacidad instalada de únicamente 1,950 Mw². La inversión por parte del Estado en el desarrollo energético era casi nula, alcanzando en 1968 tan sólo el 2.7% del producto bruto interno³.

Es así que en las siguientes dos décadas (setentas y ochentas), el Estado se convirtió en el principal “inversionista” del desarrollo del mercado energético. Para estos efectos, creó la empresa estatal Electroperú, a través de la cual se integró verticalmente las actividades de generación, transmisión y distribución a favor del Estado. Electroperú fue, pues, el encargado de incrementar la potencia instalada y asegurar el suministro de electricidad a los clientes industriales, comerciales y residenciales, así como al alumbrado público.

Si miramos sólo los números, los primeros años de Electroperú parecían bastante alentadores, con un incremento de 114 Mw anuales y una tasa de crecimiento de 5,7% anual durante el periodo 1972-1979.

Incluso, luego del retorno al gobierno democrático y pasada la crisis que terminó con el gobier-

no militar, la inversión efectuada por Electroperú fue la más importante, con el 2.5% del producto bruto interno (que equivalió al 50% de todas las empresas públicas)⁴. Sin embargo, como veremos más adelante, los números resultaron engañosos.

2. La crisis de Electroperú.

A inicios de los años noventas, Electroperú supervisaba y controlaba a las empresas regionales de electricidad. De esta manera, con una capacidad de generación total de 3,180 mW, el Estado producía el 70% de la oferta total de energía del país. El resto era producido a través de empresas autoproductoras privadas (que generaban para satisfacer su propia demanda de electricidad). La electricidad era distribuida a través de los sistemas interconectados Centro Norte, Sureste y Suroeste.⁵

Sin embargo, la crisis económica que sufrió el país a finales de los años ochentas e inicio de los noventas, determinó que el Perú tuviera una de las tasas más bajas de consumo de energía eléctrica en América Latina. Es más, a inicios de los noventas, el coeficiente de electrificación nacional alcanzó apenas el 52.9%. La cobertura del servicio eléctrico no alcanzaba ni siquiera el 5% en algunas regiones.

Con riesgo del simplismo, esta crisis tuvo las siguientes causas⁶:

- a) No se trató de una crisis distinta a la existente antes del gobierno militar; era su prolongación. La brecha entre la infraestructura existente y la requerida hizo que

2. BONIFAZ, José Luis. *Distribución Eléctrica en el Perú Regulación y Eficiencia*. Editorial Consorcio de Investigación Económica y Social – Universidad del Pacífico, Lima, 2001, p. 15.

3. CAMPODÓNICO, Humberto. *Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000*, p. 11. Fuente: <http://www.rojasdatabank.info/eclacsa/lcl1209.pdf> (visitado por última vez el 7 de octubre de 2012).

4. CAMPODÓNICO, Humberto. *Op. Cit.*, pp. 11 y ss.

5. BONIFAZ, José Luis, *Op. Cit.*, pp. 15 y ss.

6. CAMPODÓNICO, Humberto. *Op. Cit.*; y, *Comisión de Tarifas Eléctricas, Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano*, Lima, 1998.

la cantidad de inversión en Electroperú aparentara mucho mayor impacto del que realmente tuvo.

- b) El gobierno militar mantuvo congeladas las tarifas eléctricas durante más de una década y, por tanto, Electroperú operó gracias a la subvención estatal (como suele suceder con cualquier empresa estatal).
- c) Los fondos necesarios para las inversiones en proyectos hidroeléctricos de Electroperú se obtenían a través del endeudamiento externo y, con la crisis financiera de los ochenta (en parte producto del elevado nivel de tal endeudamiento), se hizo imposible el pago de las mismas. Es decir, Electroperú no podía autofinanciar sus propios proyectos.
- d) Como consecuencia de lo anterior, Electroperú no tuvo recursos para mantener la infraestructura a su cargo. Más aún si uno de los objetivos privilegiados por el terrorismo preponderante en aquella época fue, precisamente, tal infraestructura.

Los reajustes tarifarios que buscaban dejar atrás las tarifas congeladas por el gobierno militar (incremento de las tarifas 7% por encima de la inflación y la fijación de una tasa de rentabilidad para Electroperú no menor del 4% anual, así

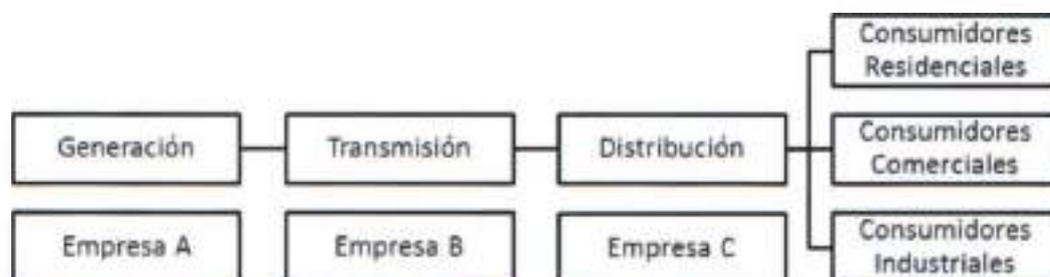
como la posterior política de reajuste tarifario mensual), no fueron suficientes ni eficientes. Al final de la década de los ochentas, Electroperú acumuló un déficit de US\$ 800 millones⁷.

3. La reforma implementada por la Ley de Concesiones Eléctricas.

La política estatal de los años noventa se caracterizó por promover la liberalización de la economía, el pluralismo económico y la libre iniciativa privada, prohibiendo el monopolio estatal en el desarrollo de actividades económicas. Una de las normas más importantes, aún vigente, fue el Decreto Legislativo 757 – Ley Marco para el crecimiento de la Inversión Privada, publicado en el diario oficial El Peruano el 13 de noviembre de 1991 que *derogó* "(...) toda reserva en favor del Estado, ya sea parcial o total, para la realización de actividades económicas o la explotación de recursos naturales, con excepción a las referidas a las áreas naturales protegidas." (Artículo 6).

Dentro de esta misma línea, el Decreto Ley 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE") segmentó las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a efectos de incentivar el ingreso de nuevas empresas especializadas en estos mercados y restringir a las integraciones verticales.

Cuadro No. 2
Esquema básico de la prestación del servicio de electricidad conforme la Ley de Concesiones Eléctricas



7. CORONADO, Javier y autores varios, *La brecha en infraestructura*, Instituto Peruano de Economía, Lima, 2003, p. 193

De manera muy resumida, esta reforma planteó lo siguiente:

a. Generación.

Participan de este mercado tanto empresas estatales como privadas, existe competencia (libre fijación de precios) y se permite el ingreso de nuevas empresas dedicadas a la actividad de generación, requiriendo para ello, autorizaciones, licencias y/o concesiones.

b. Transmisión.

Se incentiva la interconexión de los sistemas eléctricos para permitir las transferencias de energía a nivel nacional. Su propósito fue unir los sistemas aislados en un solo gran sistema de redes (lo que ahora conocemos con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN). Los grandes costos para la instalación de redes requirió que el Estado exigiera a las empresas dedicadas a las actividades de transmisión, otorgar libre acceso (*open access*) a los terceros que requirieran la utilización de dicha infraestructura, que es considerada por la legislación como una facilidad esencial (es decir, como un insumo o infraestructura suministrada de manera exclusiva o predominante, por un solo prestador o por un número limitado de prestadores y cuya sustitución o duplicidad no es técnica y/o económicamente factible). Asimismo, se regularon los peajes por la utilización de dicha infraestructura.

c. Distribución.

Se permite que el servicio de distribución pueda ser desarrollado por los particulares (nacionales o extranjeros), bajo un sistema de concesiones que otorgan derechos y obligaciones bajo la regulación propia de un monopolio natural.

Y dentro de esta política de desconcentración, el Estado se desprendió de gran parte de los activos (y de los pasivos) de las empresas a través de las cuales manejaba el mercado eléctrico bajo monopolio estatal; incluyendo a Electroperú (generación) y Electrolima (distribución). Pero, en los hechos, más de la mitad del parque ge-

nerador siguió en manos estatales. A la fecha, y aunque parezca contradictorio, el Estado sigue siendo uno de los participantes más importantes en el mercado eléctrico (contrariamente al sistema desconcentrado que la propia LCE pretendió instaurar).

Asimismo, en los años 2003 – 2004, el país sufrió una de las crisis energéticas más importantes de su historia. El problema se originó, básicamente, por una serie de sequías severas no previstas que obligaron al despacho de térmicas a base de combustibles fósiles (como veremos más adelante, la matriz energética era preponderantemente hídrica). Y, por aquellas épocas, el precio de combustibles venía en ascenso. Tal situación generó el incremento de los costos marginales de corto plazo (que refleja el precio de la electricidad en cada momento en la medida que se calcula a partir de los costos variables de las centrales – incluyendo los combustibles – que fueron efectivamente despachadas). Sin embargo, dicho incremento no se reflejó en las tarifas fijadas por el OSINERGMIN aplicables a los usuarios regulados. Es decir, a las empresas generadoras no les convenía vender electricidad a las empresas distribuidoras (que nos suministraban de electricidad a los usuarios regulados) pues, al final de cuentas, el pago que recibirían no cubriría sus costos de producción.

De esta manera, varias empresas distribuidoras se vieron obligadas a efectuar retiros físicos de potencia y energía para atender su demanda, pero sin tener contratado el suministro respectivo con las empresas generadoras. Como se dice en el medio, estos “retiros sin contrato” rompieron la cadena de pagos y, con ello, la estabilidad económica del sistema eléctrico y la continuidad del servicio público de electricidad.

Para superar tal crisis energética, fue necesaria la participación conjunta del Estado (a través de la dación de diversos decretos de urgencia y leyes) y de las empresas generadoras (quienes aceptaron asumir parte de los retiros sin contrato). Otra gran proporción fueron asumidas por las generadoras de propiedad del Estado (Electroperú). Aunque valga decir que, a la fecha, aún existen saldos impagos.

Todo este problema motivó grandes modificaciones a la LCE, incluyendo la emisión de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica – Ley No. 28832 (“Ley de Generación Eficiente”), norma que tuvo como propósito incentivar la suscripción de contratos de suministro con empresas distribuidoras (a través de un esquema de licitaciones) y atraer nueva inversión en generación (los postores podían participar en las licitaciones comprometiéndose a suministrar la electricidad a través de proyectos eléctricos aún en ejecución a cambio de precios firmes que garantizaran el recupero de su inversión).

4. El control de concentraciones.

A través del esquema de la LCE y la privatización de sus empresas estatales, el Estado consideró que la mejor manera de lograr la expansión del mercado eléctrico era a través de la creación de condiciones propicias para que surgiera la competencia. De esta manera, para garantizar que esta segmentación artificial siguiera manteniéndose a lo largo del tiempo fue necesaria también la creación de una legislación que controlara las operaciones de fusión y concentración en el mercado eléctrico. En palabras de Quiñonez, “Si a partir de los años ochenta los reguladores en el mundo no hubiesen tomado la decisión de escindir artificialmente las tres actividades, establecer una serie de restricciones a las integraciones verticales y horizontales, diseñar los mercados eléctricos y asignar las entidades o agentes a cargo de administrar servicios esenciales como la operación técnica y económica del sistema interconectado, la competencia sería impensable. En otras palabras, el mercado no es la alternativa a la regulación, sino su producto y consecuencia. Paradoja de la teoría económica, el mercado eléctrico requiere

como condición previa de su existencia la intervención del legislador, porque las externalidades y complejidad de los sistemas eléctricos impiden que el mercado se desarrolle sin un diseño regulatorio adecuado.”⁸

Es así que el Poder Ejecutivo dicta las primeras disposiciones en materia de control de concentraciones aplicables al sector eléctrico. La preocupación del Estado era evidente, “El origen del control de concentraciones empresariales se encuentra en el temor a la concentración de los mercados, tanto en términos del número de empresas participantes como de su cuota de participación, porque se presumía que la reducción de empresas ocasionada por las concentraciones empresariales generaba monopolios y oligopolios dañinos para la competencia”⁹

La LCE limitaba la posibilidad de que un mismo titular pudiera realizar las actividades de generación, transmisión principal y distribución en el sector eléctrico¹⁰. Sin embargo, esta Ley nada dijo respecto de las concentraciones horizontales ni prohibía la posibilidad que un mismo grupo económico realizara todas estas actividades a través de empresas distintas. Es por ello que, en el año 1995, el Estado emitió el Decreto Supremo 27-95-ITINCI, norma con rango reglamentario que estableció los supuestos de infracción a la libre competencia en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sancionando como una infracción a la libre competencia, cuando el titular de una concesión de generación, transmisión o distribución, que tuviera posición dominante ejercía el control, se fusionaba o se asociaba con otra empresa dedicada a las actividades de generación, transmisión o distribución¹¹. Sin embargo, dicha norma no

8. QUIÑONEZ ALAYZA, María Teresa. *Mercado Eléctrico en el Perú: ¿Una utopía?*. En: Themis Revisa de Derecho. Edición No. 50. Lima, 2011, p. 75.

9. *Ibid.*

10. Ley de Concesiones Eléctricas, Artículo 122.- “Las actividades de generación, transmisión perteneciente al Sistema Principal y de distribución de energía eléctrica no podrán efectuarse simultáneamente por un mismo titular, salvo en los casos previstos en la presente Ley.” (texto original de la Ley).

11. Decreto Supremo 27-95-ITINCI, Artículo 1.- “Se considera que existe infracción a la norma del Artículo 3 del Decreto Legislativo N° 701 cuando, en un mismo Sistema Interconectado, una empresa titular de una concesión

tuvo aplicación eficaz habida cuenta que, para regular y sancionar este tipo de conductas (que limitaban el derecho de los privados), se requería una norma con rango de Ley.

Es por ello que, dos años más tarde, se promulgó la Ley 26876 – Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, la cual no sólo eliminó la prohibición *per se* de concentraciones horizontales inicialmente prevista en la Ley de Concesiones Eléctricas (prohibiendo únicamente aquellas concentraciones horizontales o verticales que disminuyeran, dañaran o restringieran la libre competencia), sino que estableció que este tipo de operaciones requerían de una autorización previa por parte del Indecopi. Posteriormente, se emitieron dos (2) normas reglamentarias a la Ley Antimonopolio (Decreto Supremo 017-98-ITINCI – Aprueba el Reglamento de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico; y, Decreto Supremo 087-2002-EF – Establece disposiciones reglamentarias de la Ley Antimonopolio), que completaron el marco legal vigente en materia de control de concentraciones en el Perú.

IV. BREVE RECUENTO DE LA HISTORIA DE NUESTRA MATRIZ ENERGÉTICA

A 20 años de la reforma implementada por la LCE (y que tuvo un reenfoque mediante la Ley de Generación Eficiente), la historia energética del Perú es una muy distinta. Al año 2010, el sector se ha caracterizado por un incremento creciente de la participación de generación con gas natural (migración de la matriz energética

hacia el gas de Camisea). La generación, al 2012, totalizó 33,450.1 GWh (más del doble que a inicios del 2000)¹².

En la etapa "pre-Camisea" pueden identificarse, a su vez, dos sub-etapas. La primera, ubicada entre las décadas de los setentas y ochentas, concentró la matriz energética en los hidrocarburos y derivados con un 54% (en su mayoría, importados) y la leña con un 28%. La segunda, desde los años ochentas y siguientes, se caracterizó por el incremento en el consumo de hidrocarburos (que representó el 61% de la oferta interna bruta de energía) y el reemplazo de la leña por la hidroenergía (que en los noventas, promedió el 11% de la oferta interna bruta)¹³.

El gran problema de la hidroenergía es que su desarrollo se concentró en grandes proyectos hidroeléctricos llevados a cabo por el Estado. Lamentablemente, este tipo de proyectos no solo son costosos y requieren de muchos años para su implementación (ejemplo paradigmático es el "Mantaro" cuya fase de estudios se inició en la década de los 50 y sus tres etapas de construcción concluyeron en los años 1973, 1979 y 1984) sino que la energía que producen es estacional (en época de avenida – lluvias), por lo que se requería necesariamente del despacho por parte de centrales a combustibles fósiles. A esto se le suma el hecho que los proyectos en base a fuentes hidro fueron desarrollados por capital estatal (y, por tanto, su ejecución estuvo retardada).

Sin embargo, con el cambio de siglo y el descubrimiento de Camisea, el Estado decidió apostar

o autorización de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, cuya posición sea dominante en el mercado, o una o más personas que ejercen el control de dicha empresa:

- a) Adquieran el control sobre la totalidad o parte de otra empresa dedicada a actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica;
- b) Se fusionan con otra empresa dedicada a actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, bajo cualquiera de las modalidades establecidas por el Artículo 354 de la Ley General de Sociedades; o,
- c) Se asocien con otra empresa dedicada a actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, bajo cualquiera de las modalidades establecidas en los Artículos 398 y 406 de la Ley General de Sociedades."

12. Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como instrumentos de planificación, 2012 (visitado por última vez el 25 de octubre de 2012). www.minem.gob.pe

13. *Ibid.*

por el cambio de matriz energética hacia el gas natural. Pero qué duda cabe que el cambio de matriz energética es una tarea nada sencilla ya que requiere construir la infraestructura necesaria para trasladar el combustible desde su lugar de explotación hasta su lugar de consumo; y, generar la demanda necesaria en el punto de suministro, siendo necesario el cambio de la tecnología ya instalada hacia otra fuente nueva y distinta.

Para estos efectos, el Estado tuvo que implementar mecanismos que aseguraran el retorno de la inversión (suscripción de contratos BOOT de transporte y distribución de gas natural, creación de mecanismos de garantía por red principal, etc.). Es más, durante esta época el propio Estado desincentivó la ejecución de proyectos hidroeléctricos, favoreciendo el otorgamiento de autorizaciones para la generación térmica.

Y es así que, a casi 10 años de iniciada la explotación de Camisea, la totalidad del parque generador a gas natural se concentra en Lima (que es, precisamente, el punto de llegada del ducto de Transportadora de Gas del Perú – TGP, que traslada el gas desde Camisea hacia la costa).

Respecto al parque generador, la potencia efectiva del SEIN al diciembre de 2010 fue de 6,463.39 MW, de los cuales 47.93% corresponden a generación hidráulica (3,098.19 MW), 35.87% a generación con gas de Camisea (2,318.41 MW), y 16.20% a generación térmica con otras fuentes (1,046.80 MW)¹⁴. Desde el 2004, el aumento de capacidad de generación viene siendo liderado por las térmicas a gas, incorporándose al SEIN, 2,388 MW (3 veces más que el aumento correspondiente a la generación hidroeléctrica)¹⁵. Es decir, actualmente la capacidad de generación actualmente se concentra en el área centro del país y con una fuerte dependencia a la infraestructura asociada al gas de Camisea.

Cabe señalar que, en el año 2008, el Estado decidió lanzar el Decreto Legislativo 1002 – Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con Energías Renovables (“Ley RER”) con el propósito de “(...) promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.” (Artículo 1).

Con la Ley RER el Estado busca que las empresas privadas inviertan en infraestructura de generación que aproveche los llamados recursos energéticos renovables convencionales (hidroeléctricas con capacidad instalada no mayor de 20 MW) y no convencionales (biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz, entre otros).

El gran problema es que este tipo de energía es cara de producir por distintos factores (el tipo de tecnología es costoso y tiene una lenta tasa de retorno, la fuente energética es muchas veces contingente pues depende de los elementos, entre otros). Por ello es que esta Ley RER ofrece una serie de beneficios a los generadores que operen bajo su amparo:

- a) La generación de electricidad con fuentes RER son consideradas con un costo variable igual a “cero”.

Siendo que la operación económica del sistema eléctrico se basa en costos (despacho económico), despachando primero la energía más barata y al último la más cara, entonces las generadoras RER siempre tendrán preferencia en el despacho ya que, legalmente, tienen costo “cero”.

- b) Las generadoras RER tienen un “ingreso garantizado” por aquella energía que efectivamente inyecten al sistema.

14. Estadística de Operaciones del año 2010 (visitado por última vez el 25 de octubre de 2012). www.coes.org.pe

15. Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como instrumentos de planificación, 2012. Op. Cit.

Este ingreso corresponde a la "tarifa adjudicada" que es ofertada por el postor ganador dentro de un proceso de subasta regulado por la Ley RER y su Reglamento. De esta manera, se asegura el pago de una retribución "fija" por la vigencia del contrato suscrito con el Estado para tales efectos. Siendo que esta energía es, en los hechos, más cara que la generada con fuentes más convencionales, el sobrecosto es pagado por los consumidores finales (regulados) a través de un cargo adicional en la tarifa de transmisión.

- c.) Las generadoras RER tienen preferencia en la conexión de sus instalaciones al sistema de transmisión.

Como hemos visto, la infraestructura de transmisión se rige por el principio del *open access*. Sin embargo, es posible que condiciones técnicas impidan que todos los generadores se conecten a una determinada infraestructura. En estos casos, las generadoras RER siempre tendrán preferencia en caso de solicitudes de acceso.

Como vemos, la Ley RER ha buscado un sistema de incentivo a la inversión bastante similar al contenido en la Ley de Generación Eficiente (con respecto a las licitaciones con las distribuidoras). Sin embargo, la experiencia legislativa en otros países ya ha dejado de lado este modelo debido a los altos riesgos asociados al mecanismo de inversión, los cuales no generan incentivos suficientes para la participación del capital privado (comenzando por el hecho de que, la sola participación en una licitación requiere una fuerte inversión por parte de los postores que, como es evidente, se convierte en irrecuperable si es que no son declarados ganadores en dicho proceso).

A la fecha, el Estado ha realizado dos subastas RER por medio de las que ha asegurado a los postores ganadores el pago de una "ta-

rifa adjudicada" (que es la tarifa ofertada por cada postor ganador) hasta por el máximo de la "energía adjudicada" (que es la energía que cada postor ha ofertado generar con recursos energéticos renovables). El total de la potencia adjudicada en estas dos subastas RER ha sido de 641 MW (282.7 MW de hidráulicas con potencia instalada menor a 20 MW, 232 MW de eólica, 30.9 de biomasa y 96 de solar), número nada despreciable teniendo en cuenta que representa casi el 10% de la potencia instalada al 2010.

La infraestructura derivada de estas subastas (alguna de las cuales ya han entrado en operación comercial, como el caso de las plantas solares de Tacna, Panamerica, Majes y Repartición) probablemente no va generar en el corto plazo un gran impacto en la matriz energética. Sin embargo, tal no ha sido su objetivo. Esta iniciativa es realmente una primera experiencia (y, como primera experiencia, una imperfecta que requiere de muchos ajustes) para la incorporación gradual de nuevas fuentes energéticas limpias y eficientes que permita, en el largo plazo, una mayor diversificación de la tecnología de nuestro actual parque generador.

La importancia de estos proyectos, por más pequeños que puedan ser, se intensifica si tenemos en cuenta la actual situación de crisis declarada por el propio Estado (y que es tratada en el siguiente acápite). El gran reto, por tanto, es que el Estado otorgue las facilidades necesarias para que estos proyectos sean ejecutados.

V. ¿UNA NUEVA CRISIS ENERGÉTICA A LA VISTA?

A fines de setiembre de 2012, el Ejecutivo declaró en "emergencia" al sector eléctrico por riesgo de desabastecimiento de energía en el mediano plazo¹⁶. Al elaborarse el "proyecto Camisea", nadie previó que el Perú sería objeto

16. La declaración de emergencia se efectuó mediante resolución ministerial que, si bien no fue publicada, fue objeto de conocimiento público debido a su importancia.

de tan impresionante crecimiento económico y, con éste, el incremento exponencial del consumo energético (no sólo por la expansión del SEIN que permite el acceso a la electricidad de mayor cantidad de usuarios regulados, sino por la mayor demanda de clientes libres). No es que nos falte el gas (al menos, no por el momento, ya que se han encontrado nuevas reservas). El problema es que no existen proyectos suficientes en ejecución para abastecer la demanda futura. A continuación, sólo algunas razones de la ausencia de inversión privada:

- a) Pensemos en un inversionista que desea colocar capital en el Perú a través de un proyecto de generación. El mecanismo más seguro es adjudicándose alguno de los contratos de suministro mediante los mecanismos de licitación existentes, pues se garantiza la colocación de su producción a una contraprestación rentable incluso antes de la construcción de la central (elemento esencial para obtener financiamiento pues los bancos no están dispuestos a dar préstamos si no tienen la seguridad de que la generadora podrá vender su electricidad a precios que garanticen un retorno). Pero, como hemos referido anteriormente, estos costos serán recuperables únicamente en la medida que dicho inversionista gane la licitación. Es decir, el sólo hecho de participar en estas licitaciones ya constituye, *per se*, un riesgo de inversión; por cierto, riesgo nada despreciable¹⁷.
- b) Imaginemos que dicho inversionista logra adjudicarse alguno de estos contratos de suministro. La suscripción de dicho contrato no es suficiente para comenzar a ejecutar su proyecto pues requiere, (i) obtener todas las autorizaciones sectoriales (aprobación de estudios de impacto ambiental, certificados de inexistencias de restos arqueológicos, autorización para uso de recursos hídricos, concesión
- o autorización de generación, concesión de transmisión, entre otros); (ii) lograr suscribir los contratos de interconexión con el dueño de la infraestructura de transmisión donde conectará su planta al SEIN o, de no ser posible ello, iniciar un procedimiento para la imposición de un mandato de acceso ante el OSINERGMIN; (iii) negociar con los dueños de los terrenos (muchas veces, comunidades campesinas o el propio Estado) donde se instalarán los equipos (planta generadora e infraestructura de transmisión) para obtener derechos de tierras y/o iniciar los trámites para la imposición de servidumbres. Y la lista sigue.
- c) La demora en la aprobación de las autorizaciones sectoriales (cosa sumamente común) genera retrasos en la ejecución de los proyectos. A esto se le suma el hecho de que muchas municipales tienen como "política" el imponer trabas para la ejecución de tales proyectos (exigiendo el pago de tasas y obtención de licencias) o, incluso, amenazando el cierre de las plantas ya operativas debido a la supuesta ausencia de licencias municipales (con el consiguiente riesgo de desabastecimiento al sistema).
- d) No debe pasarse por alto que los proyectos hidroeléctricos se ubican en zonas de difícil acceso habitadas por múltiples comunidades campesinas y nativas. Arduas negociaciones o contratos suscritos con los dirigentes de una comunidad no necesariamente garantizan acceso seguro a los terrenos. Siempre está la posibilidad de que aparezcan nuevos "poseionarios" o que, más adelante, los nuevos dirigentes desconozcan los acuerdos celebrados por sus predecesores. Además, el creciente terrorismo en dichas zonas y la falta de capacidad del Estado de controlar esta situación también son elementos que desincentivan la ejecución de este tipo de proyectos.

17. En las conferencias correspondientes a la Segunda Expo Energía Perú 2012, Klaus Huys estimó que las inversiones que debía realizar un interesado para preparar su participación en las subastas para los proyectos en energías renovables eran de, al menos, US\$ 500,000.00 y podían llegar incluso al US\$ 1'000,000.00.

- e) Si bien a la fecha de redacción del presente artículo aún no se ha iniciado ningún proceso de consulta regulado por la Ley No. 29785 - Ley del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios, no debe pasarse por alto el gran impacto que estos procesos tendrán en la ejecución de proyectos. Esta preocupación es aún mayor si se tiene en cuenta la poca capacidad del Estado para afrontar los problemas sociales vinculados al uso de recursos naturales (problemas incluso incitados por las propias autoridades).

Es más, no es necesario que se inicie un proceso de consulta para trabar un proyecto. Recordemos que el proceso de consulta previa recae en cabeza del Estado y no en la de los particulares. De esta manera, la falta de una política clara entre las distintas dependencias del Ejecutivo para la aplicación de esta ley ha generado hasta problemas de índole político. Es así que, a la fecha, no resulta claro a cuáles proyectos se deberá aplicar el proceso de consulta previa; proceso que, bajo una aplicación anti-técnica de la ley, podría retrasar hasta en 120 días (plazo que dura el proceso de consulta previa) el otorgamiento de, por ejemplo, una concesión de generación o transmisión (cuyo plazo legal dura 90 días).

- f) A esto se le suma el hecho de que la capacidad de transporte del ducto de TGP (que transporta el gas desde Camisea hasta el citygate en Lima) es un bien sumamente escaso. Nuevamente, se subestimó las necesidades de capacidad de transporte de gas. Y sin capacidad de transporte es imposible que una planta térmica a gas pueda operar (o, siquiera, obtener el financiamiento necesario para su construcción).

Los eventos ocurridos en torno a la ejecución de los trabajos de ampliación del ducto de TGP (suspensión de los trabajos debido a atentados terroristas en la zona selva), también ha puesto de manifiesto otro de los problemas nunca atendidos por el Estado: la gran dependencia que tiene la oferta

energética a la infraestructura asociada a Camisea. Se trata de un tema pendiente al que el Estado aún no ha dado solución.

- g) Finalmente, tenemos los ya conocidos problemas existentes desde los propios inicios de la LCE (que gran porcentaje de generación sigue en manos estatales, defectos en la regulación en materia tarifaria, etc.).

Como es lógico, todos estos eventos dificultan el acceso a financiamiento, generan retrasos en la ejecución de los proyectos, el incremento de costos, así como la posibilidad de que los concesionarios pierdan los contratos de licitación ya adjudicados (elementos clave para la sostenibilidad económica de los proyectos), las concesiones necesarias para la operación de las plantas y la ejecución de las garantías (cartas fianzas) entregadas por los inversionistas al Estado para garantizar la ejecución de sus proyectos.

Ciertamente, como se señala en el Informe para la Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica:

"El modelo de organización institucional y regulatoria que acompañó este ciclo desde los 90's estuvo basado en la apertura creciente de la economía, en hacer que el eje del proceso de inversiones en infraestructura fuera liderado por el sector privado (...).

Sin embargo, este modelo de crecimiento ha mostrado debilidades que pueden profundizarse en el futuro si no se actúa a partir de ahora revisando prioridades en materia de desarrollo de recursos y estructura de la oferta energética, extensión de la infraestructura, y revisión del rol del Estado en materia de planificación para alcanzar los objetivos de la política energética, y en materia de adecuación del marco regulatorio, entre otros. Como se señala más adelante los proyectos de infraestructura energética que requiere el desarrollo acelerado de la economía peruana son cada vez más complejos y obligan a llevar adelante inversiones que

*sólo el sector privado no parece estar dispuesto a realizar.*¹⁸

Es decir, cualquier decisión que adopte el Estado respecto de esta situación de emergencia debe ir acompañada de cambios legales que reduzcan las barreras de entrada de nuevos actores. Además, el Estado debe adoptar una política coherente en todos sus niveles. Simplemente, no resulta posible que, de un lado, se declare en emergencia al sector eléctrico y, de otro, las municipalidades mantengan sus intenciones de cerrar plantas de generación plenamente operativas o impedir que se concluyan las que aún se encuentran en construcción.

Ha sido luego de más de medio año de emitida la declaración de emergencia del sector eléctrico que el Estado ha mostrado algún nivel de acción. Así, en mayo de este año (a unos días de redactado este texto) se ha emitido un paquete normativo cuyo propósito es acelerar la ejecución de proyectos de infraestructura (incluyendo proyectos vinculados al sector energético) para paliar la burocracia que el propio Estado ha estado imponiendo para su desarrollo.

Entre dichas disposiciones tenemos al Decreto Supremo No. 104-2013-EF mediante el cual se ha declarado "(...) *de Interés nacional la promoción de la inversión privada y público privada, con el objetivo de mantener la sostenibilidad del crecimiento económico y mejorar la competitividad del país, incrementando el empleo y la mejora de la calidad de vida de los peruanos.*" (Artículo 1). Del mismo modo, se publicó la Ley No. 30025 – Ley que facilita la adquisición, expropiación y posesión de bienes inmuebles para obras de infraestructura y declara de necesidad pública la adquisición o expropiación de bienes inmuebles afectados para la ejecución de diversas obras de infraestructura; el Decreto Supremo

No. 054-2013-PCM – Aprueban disposiciones especiales para ejecución de procedimientos administrativos; y, el Decreto Supremo No. 060-2013-PCM – Aprueban disposiciones especiales para la ejecución de procedimientos administrativos y otras medidas para impulsar proyectos de inversión pública y privada.

Es sumamente difícil pronosticar si dichas disposiciones tendrán algún efecto positivo. Especialmente si para lograr la finalidad de dicho paquete normativo se requiere de una Administración que cumpla dichas disposiciones en todos sus niveles, y un Poder Judicial que garantice su cumplimiento.

VI. EN CONCLUSIÓN

Son sólo 20 años desde las grandes reformas en el sector eléctrico y, para muchos, el balance es bastante positivo. Sin embargo, teniendo en cuenta que la demanda de electricidad seguirá en aumento y que la oferta parece no crecer al ritmo suficiente como para satisfacerla, nos encontramos a medio camino de resolver el verdadero problema: la falta de incentivos (o existencia de disuasivos) que repliegan la inversión en proyectos que permitan, no sólo incrementar el parque generador y la capacidad de transmisión, sino también la diversificación de nuestra matriz energética y la creación de rutas alternas para traer el gas de Camisea a la costa.

La falta de previsión y capacidad de reacción por parte del Estado para implementar un plan energético a mediano y largo plazo no son el único problema. Es indispensable crear conciencia social de la necesidad de inversión (extranjera o nacional) para el aprovechamiento responsable de los recursos naturales. No basta que el Estado se considere a sí mismo un simple concedente y espere que la inversión privada "nos caiga del cielo".

18. Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como instrumentos de planificación, 2012, *Op. Cit.* p. 114.