



Análisis del sector de energía eléctrica en el Perú

Trabajo de Investigación para optar el Grado de
Máster en Dirección de Empresas

Kernick Jesús Erasmo Ruiz Roldán
Marcio André Mimbela Jiménez

Asesor(es):
Mtr. Luis Fernando Ruíz Lecaros

Lima, julio de 2021

Resumen ejecutivo

En el presente trabajo de investigación se analiza el sector eléctrico del Perú, abordando en un inicio conceptos básicos como la cadena de valor para identificar a la generación, distribución, transmisión y comercialización como actores clave para abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales. Asimismo, se dan a conocer los modelos de mercado que existen dentro del sector para explicar la forma en la cual los actores indicados se desempeñan y compiten entre ellos.

También se describe la forma en la cual se opera el sistema, recayendo esta responsabilidad sobre el COES (Comité de Operación Económica del Sistema) quien además define el despacho de energía en función de la demanda de energía eléctrica del país.

En el capítulo 3 se describe el marco legal y regulatorio bajo el cual se desempeña el mercado de energía eléctrica en el Perú. Aquí se observa la intervención del estado para establecer políticas para el sector, alineadas con las políticas del país, además de su intervención a través del Osinergmin como organismo encargado de velar por asegurar un servicio de calidad por parte de los actores del sector eléctrico, hacia los consumidores. Además de ello, el Osinergmin también actúa como ente regulador de las tarifas que se asignan al mercado. Se dan a conocer también, los conceptos de pago por parte del consumidor final, que permiten financiar la ejecución de actividades relacionadas con las políticas de estado.

Posteriormente el capítulo IV nos brinda información sobre la evolución del mercado en los últimos años, donde se puede apreciar el crecimiento que ha tenido el sector en el país, el cual ha servido de soporte al desarrollo del Perú.

Una vez aclarados todos los conceptos y las reglas del juego, el capítulo 5 aborda un análisis del sector basado en la información recogida, identificando problemas en el sector y en cada actividad que se realiza (entiéndase: generación, transmisión y distribución). Se analiza la matriz energética del Perú, así como la comparación de indicadores de calidad con otros países del mundo, y la problemática que sufre hoy en día la actividad de distribución. Cabe destacar la importancia del análisis realizado en esta parte sobre el futuro de la generación en el país, el cual hace un llamado a abordar los problemas presentados de una manera ordenada y planificada desde ahora.

Finalmente, cada conclusión está enfocada en la problemática de cada participante del sector.

Palabras clave: energía; activos; estrategia; evolución; generación; transmisión; distribución; tarifa; comercialización

Abstract

In this research work, The Electricity Sector of Peru is analyzed, we will explain basic concepts such as the value chain to identify the activities of Generation, Distribution, Transmission and Commercialization as key actors to supply electrical energy to end users.

Likewise, the market models that exist within the sector are disclosed to explain the way in which the indicated actors perform and compete with each other.

The way in which the system is operated is also described, is in charge by COES (Comité de Operación Económica del Sistema) which has the responsibility and also defines the dispatch of energy based on the country's demand for electrical energy.

Chapter 3 describes the Legal and Regulatory framework under which the Peruvian electricity market operates. Here we can see the intervention of the state to establish policies for the sector, aligned with the country's policies, in addition to its intervention through the Osinergmin as the institution in charge of ensuring quality service by the actors in the electricity sector, towards the consumers. In addition to this, Osinergmin also acts as a regulatory body for the rates assigned to the market. The concepts of payment by the final consumer are also disclosed, which allow financing the execution of activities related to state policies.

Subsequently, Chapter IV provides us with information about the market evolution in the last years, where you can see the sector has grown in the country, which has served as a support for the development of Peru. Once all the concepts and rules of the game have been clarified, Chapter 5 deals with an analysis of the sector based on the collected information, identifying problems in the sector and in every activity that is carried out (understood: Generation, Transmission and Distribution).

The energy matrix of Peru is analyzed, as well as the comparison of quality indicators with other countries in the world, and the problems that distribution activity suffers today. It is worth noting the analysis carried out in this part on the future of generation in the country if it is not addressed in an orderly and planned manner from now on. This is how finally each conclusion is focused on the problems presented, and oriented to each participant in the electricity sector.

Keywords: *energy; assets; strategy; evolution; generation; transmission; distribution; rate; commercialization*

Tabla de contenido

Resumen ejecutivo	iii
Abstract	v
Índice de figuras	ix
Introducción	1
Capítulo 1. Objetivos.....	3
1.1. Objetivo General	3
1.2. Objetivos específicos.....	3
Capítulo 2. Marco teórico.....	5
2.1. El sector eléctrico	5
2.2. El mercado eléctrico: demanda y oferta.....	6
2.2.1. La cadena de valor del sector eléctrico	7
2.2.1.1. Generación eléctrica	8
2.2.1.2. Transmisión eléctrica	9
2.2.1.3. Distribución eléctrica	9
2.2.1.4. Comercialización.....	10
2.2.2. Modelos de organización del sector eléctrico	10
2.2.2.1. Monopolio verticalmente integrado	11
2.2.2.2. Comprador único.....	11
2.2.2.3. Sistema con competencia mayorista	12
2.2.2.4. Sistema con competencia minorista	13
2.3. Operación del sistema eléctrico.....	13
Capítulo 3. Marco legal y regulatorio del sector eléctrico en el Perú	15
3.1. Marco legal e institucional	15
3.2. Monopolio natural y su regulación.....	16
3.2.1. Monopolio natural en el sector eléctrico	16
3.2.2. Regulación Social.....	17
3.2.2.1. Relación entre bienes públicos y externalidades.....	17
3.2.3. Regulación económica	18
3.2.3.1. Diseño del mercado peruano	18
3.2.3.2. Costo y tarifas de acceso entre usuarios.....	19
3.2.3.3. Información asimétrica.....	22
3.3. Sistema tarifario del sector eléctrico en el Perú	23
3.3.1. Tarificación en el mercado regulado	23
3.3.1.1. Precio a nivel generación	24

3.3.1.2. Precios de transmisión.....	26
3.3.1.3. Precios de distribución	28
3.3.1.3.1. Costos asociados al usuario.....	29
3.3.1.3.2. Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.....	29
3.3.1.3.3.1. Anualidad del valor nuevo de reemplazo (aVNR).....	29
3.3.1.4. Acceso universal	30
3.3.2. Electrificación rural.....	30
3.3.3. Decreto Legislativo N° 1221.....	30
3.3.4. Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.....	31
3.3.5. Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)	31
3.3.6. Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).....	31
3.3.7. Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER).....	32
Capítulo 4. Evolución del sector eléctrico peruano.....	33
4.1. Evolución del consumo	34
4.2. Inversiones de infraestructura	37
4.3. Evolución de la producción.....	40
Capítulo 5. Análisis del sector eléctrico peruano.....	43
5.1. Análisis de la generación en el Perú.....	43
5.1.1. Generación Hidroeléctrica y Térmica	50
5.2. Análisis de la transmisión y distribución en el Perú	51
5.3. Análisis de la comercialización en Perú.....	55
Conclusiones	57
Bibliografía.....	61

Índice de figuras

Figura 1. Diagramas de carga y duración.....	7
Figura 2. Agentes de la cadena de valor del sector eléctrico	7
Figura 3. Monopolio verticalmente integrado.....	11
Figura 4. Modelo de comprador único	12
Figura 5. Sistema con competencia mayorista	12
Figura 6. Modelo de competencia minorista	13
Figura 7. Competencias del MEM y Osingermin	16
Figura 8. Costos marginales de un sistema eléctrico	19
Figura 9. Distribución de costos en el mercado eléctrico	20
Figura 10. Ingresos y gastos de cada generador.....	21
Figura 11. Composición de la tarifa eléctrica residencial, agosto de 2016.....	24
Figura 12. Evolución anual de pobreza y consumo de energía en el Perú.....	33
Figura 13. Evolución del consumo nacional de electricidad según el tipo de servicio.....	34
Figura 14. Evolución del consumo nacional de electricidad según el tipo de servicio.....	34
Figura 15. Evolución del número de usuarios libres y regulados	35
Figura 16. Evolución del consumo de electricidad por tipo de uso	36
Figura 17. Evolución del consumo de electricidad per cápita.....	36
Figura 18. Evolución de las inversiones según su origen	38
Figura 19. Evolución de las inversiones según la actividad.....	38
Figura 20. Potencia instalada por tipo de tecnología	39
Figura 21. Evolución de los km de línea de transmisión por nivel de tensión.....	40
Figura 22. Evolución de la producción de electricidad según la tecnología (TWh)	41
Figura 23. Evolución del margen de reserva efectivo	41
Figura 24. Producción por fuente de energía	43
Figura 25. Participación gas natural en la matriz de consumo energético	44
Figura 26. Evolución de la demanda máxima y energía producida	45
Figura 27. Evolución de oferta y demanda (2012-2018)	46
Figura 28. Benchmarking reserva de generación	47
Figura 29. Recursos energéticos.....	48
Figura 30. Proyección de la demanda de energía.....	49
Figura 31. Plan de inversiones en transmisión 2017-2021.....	52

Figura 32. Evolución del SAIFI - Lima Metro vs. resto del Perú (2012-2018)	53
Figura 33. Evolución del SAIFI - Lima Metro vs. resto del Perú (2012-2018)	53
Figura 34. Mapamundi del SAIFI	54
Figura 35. Mapamundi del SAIDI.....	55

Introducción

La energía eléctrica juega un papel importante en nuestras vidas, pues de ella dependen la mayoría de las actividades que el hombre realiza, así como los sectores industriales. Hoy en día, el impacto de un corte de energía eléctrica podría generar un caos. Imagínese un corte de energía prolongado en una ciudad: artefactos que no funcionen (viviendas y restaurantes afectados por comida malograda), antenas de comunicación inoperativas luego de perder su autonomía (pérdida de comunicación, internet), paradas de planta (pérdida de producción), hospitales sin poder brindar servicio (operaciones, pruebas de laboratorio), semáforos apagados (caos en el tráfico), servidores inactivos (información en riesgo), entre otros.

La cadena de valor de la electricidad está descrita por los siguientes sectores: generación, transmisión, distribución y comercialización. Dicha cadena de valor no ha sido susceptible de cambios; sin embargo, las nuevas formas de energía; el cuidado del medioambiente, que se convierte progresivamente en un pilar fundamental en cada sector; y la búsqueda de la optimización en diversos procesos, están trayendo consigo la idea de que la cadena de valor puede cambiar, lo cual podría generar la reducción de la inversión de los gobiernos en el sector de transmisión de energía, e inclusive empezar a prescindir de ciertos activos.

Capítulo 1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Analizar el sector de transmisión de energía considerando todos los factores que lo afectan, así como los actores que intervienen en la cadena de valor de la electricidad, para que sea de utilidad a las empresas del sector y a entidades estatales para la propuesta de mejoras.

1.2. Objetivos específicos

- Identificar los modelos de mercado y su regulación en el sector eléctrico peruano, para conocer sus beneficios y debilidades.
- Identificar las oportunidades de mejora en el sector eléctrico peruano, para fortalecer su desempeño en favor del país.

Capítulo 2. Marco teórico

En el presente capítulo, se señalan los conceptos básicos que se deben tener en cuenta a lo largo del presente trabajo de investigación. Es importante describir el sector eléctrico y cuáles son sus características, para luego entender su cadena de valor. De esta manera, más adelante se podrá comprender el comportamiento del mercado que, además, se relaciona con la operación del sistema.

En la oferta, se tienen a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, las cuales abastecen una demanda con características particulares asociadas criterios y situaciones que se describen más adelante.

2.1. El sector eléctrico

El sector eléctrico es muy particular, ya que, a diferencia de otros productos y servicios que se ofrecen, sus características técnicas y económicas condicionan la estructura organizacional de la industria que la provee.

Es importante el conocimiento de los conceptos de potencia y energía para entender el comportamiento del mercado eléctrico. Según Dammert, Molinelli y Carbajal (2011), la potencia eléctrica (W) se define como la cantidad de energía eléctrica que es entregada o absorbida en una unidad de tiempo; en tanto que la energía eléctrica se define como toda la energía entregada o absorbida durante un determinado periodo (Wh) (pp. 21-22).

En cuanto a las características de la electricidad, una de ellas apunta que no puede almacenarse en gran escala a costos viables, y debido a ello se dice que la energía que se produce es la misma que se consume.

Otra característica es ser una fuente de energía secundaria, ya que según Según Tamayo, Salvador, Vásquez y Vilches (2016) “Se genera a partir del consumo de fuentes de energía

primaria, como carbón, petróleo, energía nuclear o energía cinética y potencial gravitatoria del agua.” (p. 28).

Se considera a la energía eléctrica como un bien público dado que es parte del estándar mínimo de vida de la población.

2.2. El mercado eléctrico: demanda y oferta

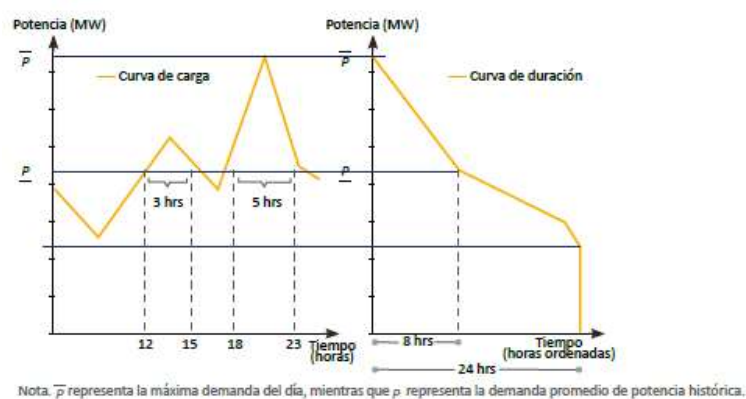
La demanda eléctrica se origina por los sectores residenciales y los agentes comerciales e industriales.

En el caso del sector residencial, la demanda viene dada por la energía eléctrica consumida en el hogar, la cual se debe, principalmente, a iluminación, refrigeración, ventilación, calefacción, etc. Es decir, el consumo de energía en los hogares está supeditado a la cantidad de artefactos que se posea y la potencia de cada uno de estos; es por ello por lo que cada hogar paga.

De otro lado, de acuerdo a Tamayo et al. (2016) se encuentran los agentes comerciales e industriales, cuya demanda se establece por sus necesidades de producción; por esta razón, la electricidad se convierte en un bien importante para sus procesos de producción, ya que un corte de energía podría significar grandes pérdidas económicas al no satisfacer su demanda. Por lo tanto, existe una relación entre el crecimiento económico y el crecimiento de la oferta de electricidad en el país. (p. 32).

Para la planificación de las inversiones en electricidad, al igual que para la operación del sistema, se usan diagramas de carga y diagramas de duración.

Figura 1. Diagramas de carga y duración



Fuente: Tamayo et al. (2016)

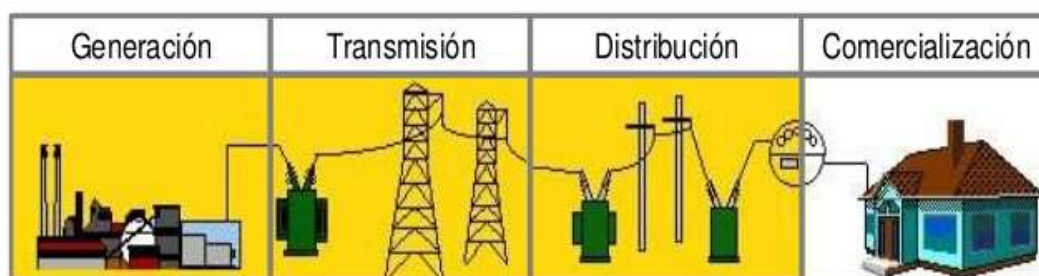
La Figura 1 muestra los diagramas de carga y de duración, la lectura del gráfico de carga evidencia una máxima demanda entre las 18:00 y las 23:00 horas.

Con respecto a la oferta, cada vez que la demanda varía se deben tomar decisiones para satisfacer dicha nueva demanda. Dichas decisiones son tomadas por un operador del sistema.

2.2.1. La cadena de valor del sector eléctrico

En la siguiente figura, se muestran los agentes que intervienen en la cadena de valor del sector eléctrico. Estos desarrollan funciones físicas (generación, transmisión y distribución) o funciones comerciales (ventas en el mercado eléctrico).

Figura 2. Agentes de la cadena de valor del sector eléctrico



Fuente: Red de Energía del Perú (2008)

2.2.1.1. Generación eléctrica

Para Tamayo et al. (2016) la cadena de valor del sector eléctrico se inicia con la generación de energía, la cual transforma las fuentes de energía primaria en energía eléctrica, entendiéndose por energía primaria a aquella que provee la naturaleza

Un sistema eléctrico está formado por diversos tipos de generación (hidráulica, eólica, térmica, solar, nuclear, etc.), y su capacidad varía en función del tamaño del mercado y la disponibilidad de las fuentes de energía, además de la competencia relativa entre tecnologías (pp. 36-37).

De otro lado, es necesario saber que el control de los diferentes tipos de generación varía dependiendo de su fuente de energía primaria. Por ejemplo, el control de la generación de energía en una central hidráulica se puede realizar ajustando el flujo de agua en cualquier momento del día para llegar así a su capacidad máxima cuando se desee, mientras que en el caso de un generador eólico el control de generación para llegar a su potencia máxima depende de las condiciones climáticas del momento.

Asimismo, otra característica de los generadores es su capacidad de respuesta cuando se les necesita. Por ejemplo, para el arranque de una central térmica se requiere de varias horas, mientras que para que una central eólica entregue energía, el tiempo es mucho menor.

Por último, se destaca otra característica importante: los costos de inversión, de producción y los tiempos de construcción. En el caso de una central hidroeléctrica, esta tiene un costo elevado y su construcción demora años, sin considerar los estudios previos; sin embargo, sus costos de producción son unos de los más baratos. En el caso de una central térmica, el costo de inversión y el tiempo para su puesta en operación es menor en comparación con una hidráulica; no obstante, sus costos de producción son mucho más elevados.

2.2.1.2. Transmisión eléctrica

El siguiente proceso en la cadena de valor es la transmisión de energía, la cual se encarga de transportar la energía desde el punto de generación hasta las distribuidoras o clientes libres. Para el transporte de energía, el sistema se vale de líneas y subestaciones de transmisión.

Por naturaleza, la transmisión de energía es un monopolio, no existe competencia entre empresas transmisoras, ya que cada empresa no es libre de construir una línea de transmisión sin que se incluya en el Plan de Transmisión o que algún cliente lo solicite; de lo contrario, no habría forma de que se le reconozca la inversión. Además, como no se puede establecer el lugar de procedencia de la energía que fluye por las líneas, no se sabe si se transporta la energía de tal o cual generador. En ese sentido, los reconocimientos económicos hacia las empresas de transmisión se dan en función del gasto de inversión y de los costos de operación y mantenimiento a lo largo del ciclo de vida, y estos son fijos en función de la regulación del país o en función de algún contrato firmado con algún cliente libre.

El sentido de que exista la transmisión es por el transporte de energía que se tiene que hacer a distancias largas, ello debido a que existen centrales que, por su naturaleza, no pueden situarse cerca de los puntos de entrega (las hidráulicas, por ejemplo). Además, el sistema de transmisión favorece a la competencia entre generadores dentro del mercado eléctrico.

Cabe señalar que la transmisión de energía se realiza a grandes voltajes, que van desde los 138 kV hasta los 500 kV en el caso del Perú.

2.2.1.3. Distribución eléctrica

Según Dammert et al. (2011) una vez la energía pasa por las líneas de transmisión, es entregada a los distribuidores, los cuales se encargan de llevarla a los consumidores finales a través de redes de media y baja tensión. En el caso de la distribución, los precios a cobrar a los usuarios finales se fijan por potencia y energía (p. 55).

En el caso de la potencia, se reconoce la inversión hecha por las redes implementadas para llegar al usuario final; entre más usuarios finales haya en un punto, el costo por la potencia es menor al diluirse entre todos.

Cuando se menciona el pago por energía, se refiere al pago correspondiente a la energía que consumen los usuarios finales, la cual es independiente de la cantidad de usuarios finales. No obstante, la regulación se da en función de la ubicación geográfica de los puntos de distribución.

Hoy en día, el desarrollo tecnológico permite un intercambio de energía en redes inteligentes. Es decir, que si genero energía en mi casa y mi capacidad de generación supera mis requerimientos, lo sobrante podría inyectarlo a la red de tal forma que pueda vender esa energía.

2.2.1.4. Comercialización

Como comenta Dammert et al. (2011) es una actividad complementaria que se encarga de la comercialización mayorista (entre generadores y distribuidores) y minorista (con los usuarios regulados del servicio) (p. 66).

La importancia de la comercialización radica en tener un mercado competitivo que permita tener las mejores ofertas de los generadores hacia los consumidores, la cual se da por precio, niveles de calidad y otros servicios que puedan ofrecer a los usuarios finales.

2.2.2. Modelos de organización del sector eléctrico

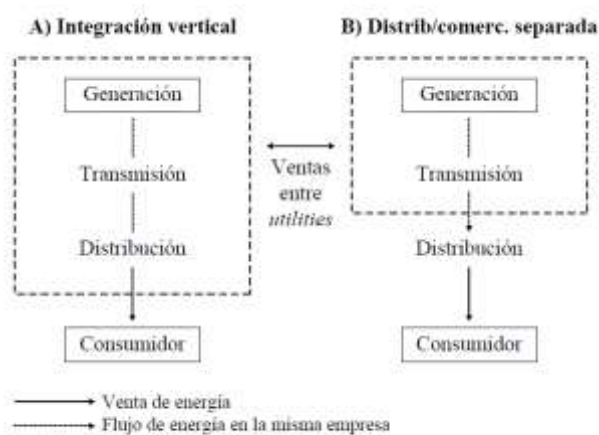
Según el grado de competencia en el sistema eléctrico, se han definido cuatro modelos típicos de organización, los cuales también son conocidos como diseños de mercado. El diseño de mercado se define como el diseño de los mecanismos o reglas para la asignación óptima de los recursos en un mercado. Es decir, el diseño de mercado busca lo mejor para cada integrante de la cadena de valor de un mercado.

Se describen, a continuación, estos cuatro modelos según Hunt y Shuttleworth (1996) y Hunt (2002) citados por Alfredo Dammert, Raúl García y Fiorella Molinelli (2008, pp.76-83).

2.2.2.1. Monopolio verticalmente integrado

Este diseño integra todas las actividades del sector en una sola empresa (generación, transmisión, distribución y comercialización). La regulación está basada en el costo del servicio, mas no tiene que ver con la calidad del servicio o eficiencia de las inversiones en el sistema eléctrico. De esta manera, el riesgo de alguna mala decisión de estas empresas se transfiere al consumidor final. En este mercado, es válido que las empresas comercialicen energía (ya sea comprando o vendiendo entre ellas). La Figura 3 ilustra claramente este diseño de mercado.

Figura 3. Monopolio verticalmente integrado



Fuente: Dammert et al. (2008)

2.2.2.2. Comprador único

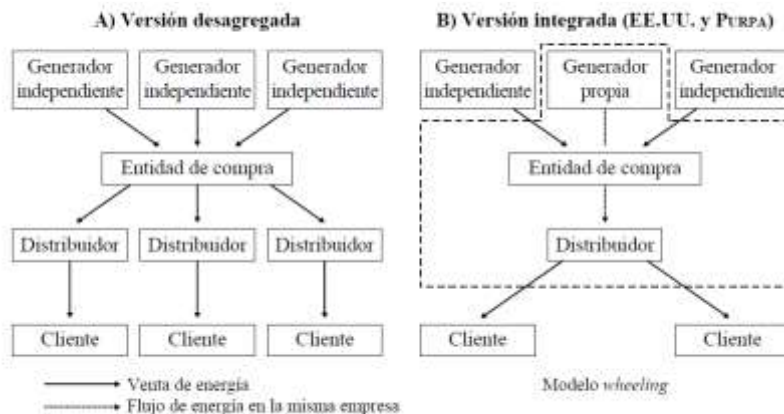
En este mercado, se introduce el concepto de comprador único, el cual actúa como intermediario entre los generadores y distribuidores. Este comprador busca la participación de los generadores sobre la base de sus precios.

Una variante de este modelo se ve por el ingreso de generadores independientes como monopolios verticalmente integrados.

En este diseño, no siempre todas las generadoras despachan, ya que dependen de las necesidades de consumo y de los precios de un mercado *spot* (teniendo, además, preferencia por aquellas empresas que tienen un monopolio verticalmente integrado). Entonces, debido a

ello, podría decirse que la recuperación de la inversión y los costos fijos de las empresas se perderían; sin embargo, se celebran contratos en los cuales se reconocen costos de inversión y costos asociados, con el fin de que se encuentren disponibles cuando se les requiera, y de presentarse indisponibilidad, existen cobros de penalidades. La siguiente figura ilustra lo descrito respecto del diseño de comprador único:

Figura 4. Modelo de comprador único

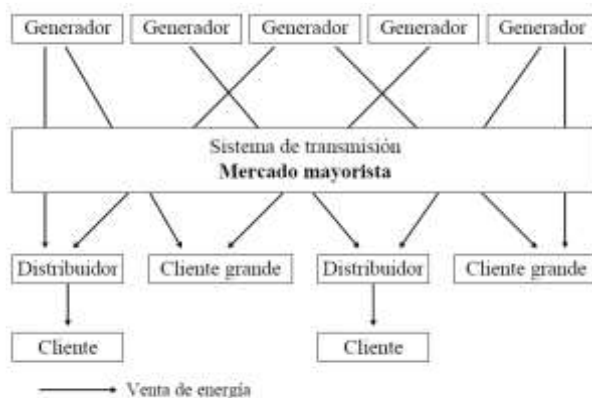


Fuente: Dammert et al. (2008)

2.2.2.3. Sistema con competencia mayorista

En este diseño, todos los generadores compiten entre ellos para vender su energía a los distribuidores o grandes consumidores (compiten con cantidad y precio). La Figura 5 ilustra este diseño.

Figura 5. Sistema con competencia mayorista

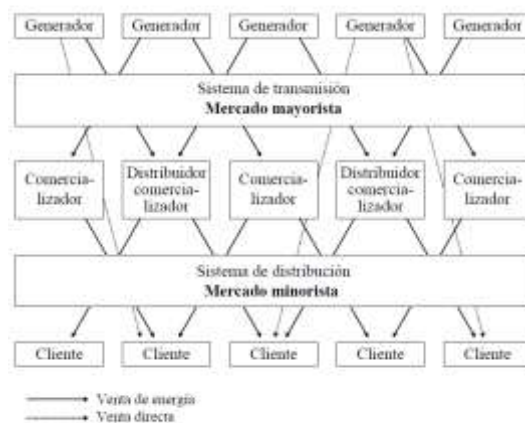


Fuente: Dammert et al. (2008)

2.2.2.4. Sistema con competencia minorista

Este diseño complementa al mayorista al agregar a los consumidores minoristas, los cuales pueden comprar energía no solo a los distribuidores, sino también a los generadores. Se trata de un mercado más libre, en el que la competencia ya no solo es por el precio y la cantidad, sino que también intervienen otros factores, como por ejemplo la calidad y otros beneficios que puedan ofrecer los generadores o distribuidores. La Figura 6 ilustra el diseño descrito.

Figura 6. Modelo de competencia minorista



Fuente: Hunt 2002

Fuente: Dammert et al. (2008)

2.3. Operación del sistema eléctrico

Para una óptima operación del sistema, se requiere un operador, debido a que existen dos factores que deben ser controlados por este operador del sistema. Por un lado, coordina la producción de las diversas generadoras, la cual debe ser la misma que la que requiere la demanda del sistema, es decir balancea la oferta y la demanda. Por otro lado, dentro de esta coordinación tiene que asegurar que económicamente sea óptima, es decir, que el precio *spot* sea el mejor para todos, sin afectar a los entes que participan.

Otra función importante del operador del sistema es la de ver las necesidades del sistema eléctrico para afrontar el crecimiento del país, es decir, plantear las inversiones que se deben realizar a nivel generación y transmisión, con la finalidad de soportar las futuras exigencias de energía.

Capítulo 3. Marco legal y regulatorio del sector eléctrico en el Perú

En el presente capítulo, se tratará a cerca de los mecanismos para fijar los precios en el sector, el tema regulatorio y el funcionamiento de los mercados en el Perú.

Un sistema regulatorio es aquel compuesto por un conjunto de autoridades que tienen competencias para proponer y aprobar leyes, así como para supervisar su cumplimiento en un determinado ámbito económico.

Según Tamayo et al. (2016) “durante el año 1992 se dio la reestructuración del sector eléctrico peruano, cuyo marco regulatorio se encuentra en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la cual rige la organización y el funcionamiento del sector” (p. 105).

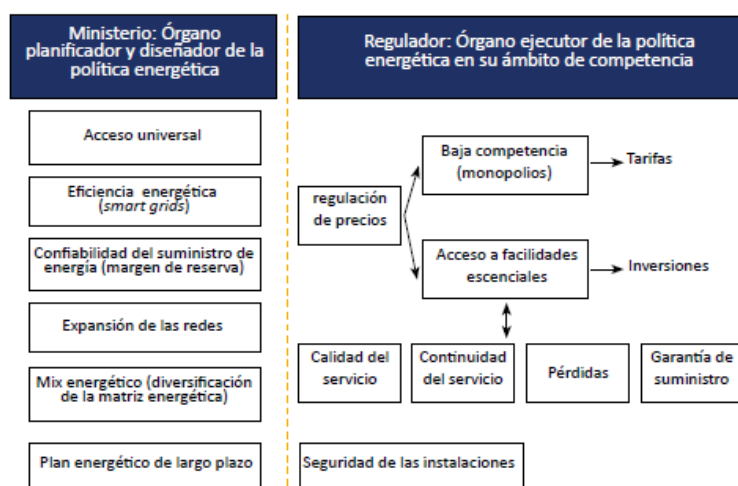
Uno de los factores de los cuales depende la política económica del Estado es la política energética, a la cual se encuentra sujeta la regulación del sector eléctrico. Los órganos reguladores garantizan la calidad del suministro a precios convenientes para el consumidor. Estos son independientes del Gobierno, las empresas, los inversores y otros agentes que participan en el sector, y esta facultad de ser independiente permite que tomen decisiones objetivas e imparciales.

3.1. Marco legal e institucional

La regulación económica de los sectores es producto de la privatización de las empresas, y con ello se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) como organismo independiente del Estado para, entre otras funciones, asegurar una eficiente regulación del sector.

Tamayo et al. (2016) comentan que el marco regulatorio y su cumplimiento en el sector eléctrico son responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Osinergmin. La función principal del MEM es alinear las políticas del sector energía con las políticas del Gobierno de turno. El Osinergmin tiene dentro de sus funciones regular, fiscalizar y supervisar las actividades técnicas y las disposiciones legales que deben cumplir los participantes del sector eléctrico (p. 122). (Ver Figura 7).

Figura 7. Competencias del MEM y Osingermin



Fuente: Tamayo et al. (2016)

3.2. Monopolio natural y su regulación

Una competencia perfecta “se define como aquella en la que ninguno de los agentes puede influir en el precio del bien o servicio, en otras palabras, que los vendedores y compradores son precio aceptantes” (Berumen, 2012, p. 41). En esta situación, no existe ningún tipo de control puesto que es un escenario ideal. Sin embargo, en un escenario real se presentan fallas relacionadas con la existencia de monopolios naturales, externalidades, bienes públicos, etc. Es así como surge la regulación del sector, para resolver esos fallos de forma eficiente.

A continuación, se explican los conceptos de monopolio natural, regulación social y regulación económica.

3.2.1. Monopolio natural en el sector eléctrico

En el sector eléctrico se aprecian dos monopolios naturales, el de transmisión y el de distribución, debido a que la infraestructura que requieren para proveer de energía eléctrica no es factible de duplicarse por ser ineficiente. En el caso de la generación, sí existe mayor competencia, pero no así un monopolio.

Estos monopolios obligan a que el Estado participe, con el objetivo de evitar que saquen provecho de su posición cobrando tarifas elevadas o brindando un servicio de baja calidad con

respecto de los estándares. Asimismo, la intervención viabiliza que la energía sea asequible a todos.

3.2.2. Regulación Social

El hecho de que el Estado justifique la regulación social se debe a lo siguiente:

3.2.2.1. Relación entre bienes públicos y externalidades

“Las externalidades se definen como decisiones de consumo, producción e inversión que toman los individuos, los hogares y las empresas, y que afectan a terceros que no participan directamente en esas transacciones” (María Troche, 2018, p. 6). Cuando esos efectos indirectos son grandes, pueden resultar problemáticos. “Las externalidades son una de las principales razones que llevan a los Gobiernos a intervenir en la economía. Estas pueden ser negativas o positivas”.

Por ejemplo, una externalidad negativa ocurre cuando alguna central térmica emite contaminación. La sociedad tiene que asumir, además del costo de energía, la contaminación generada (externalidad negativa), de manera que el costo para la central térmica es menor que el que paga la sociedad.

El Estado interviene en casos como el arriba indicado con el propósito de equilibrar de alguna forma dichos costos. Por ejemplo, podría imponer un impuesto a la producción de energía por la contaminación que se genere.

3.2.2.2. Protección de los consumidores

La importancia de la intervención del Estado en el sector eléctrico radica en la protección de los derechos del consumidor, para defender a los usuarios de prácticas comerciales injustas. Esta intervención involucra asegurar la calidad del servicio de energía, al igual que la seguridad del sistema eléctrico. La calidad de energía proporcionada por la empresa podría diferir de la preferida por los usuarios. Ello, sumado a las diferencias en los consumos de distintos niveles

socioeconómicos, excusa la creación de un organismo regulador que asegure la calidad de energía a costo justo, frente a agentes monopólicos que existen en el mercado.

Para la supervisión del servicio de energía eléctrica, Tamayo et al. (2016) señalan que en el Perú se tiene al organismo regulador Osinergmin, el cual, a través de continuas supervisiones, vigila el cumplimiento del sistema normativo, que de no ser cumplido o incurrir frecuentemente en alguna falta, podría desencadenar en multas para las respectivas empresas del sector. Cabe resaltar que además de las supervisiones, Osinergmin cuenta con mecanismos de comunicación con los clientes ante alguna queja del servicio (p. 132).

3.2.3. Regulación económica

De acuerdo con los conceptos tratados, se justificó la existencia de un organismo ante la existencia de los monopolios en el mercado eléctrico. No obstante, es importante también contar con una regulación técnica que coordine la red ante las variaciones de oferta y demanda del mercado. Por ello, se vio la necesidad de un operador del sistema que coordine la forma en la que se abastece la demanda del país. En el Perú, se cuenta con el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), quien realiza esta función.

3.2.3.1. Diseño del mercado peruano

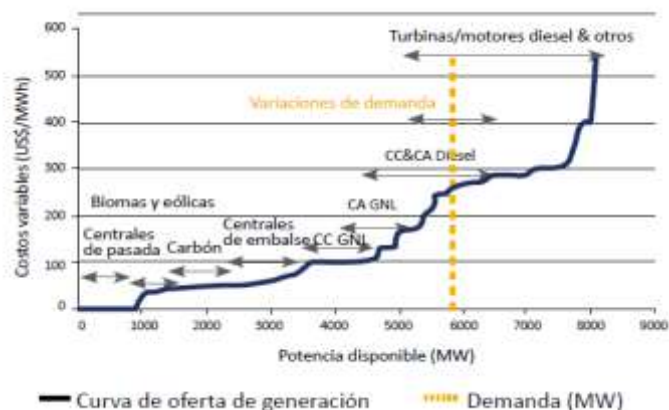
Se define al mercado como el conjunto de transacciones de bienes y servicios que son adquiridos por el consumidor o usuario final.

En el mercado eléctrico peruano, participan los generadores, empresas distribuidoras y grandes usuarios.

En el mercado eléctrico mayorista, el precio se define como el costo marginal. El COES establece el ingreso de tal o cual generador en función de sus costos por unidad de energía y potencia. Entonces, según Tamayo et al. (2016) “el costo marginal se define como el costo variable de la generadora más costosa que está operando para abastecer la demanda en un instante determinado” (p. 135). Por ejemplo, la Figura 8 enseña el orden en el cual van ingresando los diversos tipos de generadores, teniendo como criterio sus costos variables. La

línea punteada anaranjada indica la demanda que se requiere en ese momento; por lo tanto, el cruce con la oferta da el costo marginal en ese momento.

Figura 8. Costos marginales de un sistema eléctrico



Fuente: Tamayo et al. (2016)

En el Perú, el modelo de mercado que se maneja es el de competencia mayorista (descrito en el capítulo 1), en el cual se establecen contratos entre los generadores y las distribuidoras, y entre los generadores y los denominados usuarios libres.

En el Perú, estos contratos de largo plazo (*forward*) posibilitan congelar los precios establecidos en el contrato durante su vigencia. Si bien es cierto que se establecen precios regulados, este tipo de contratos *forward* se presenta mayormente para los usuarios regulados, y solo un 15% se establece mediante el precio regulado (Tamayo et al., 2016, p. 135).

No obstante, independientemente de los contratos firmados, el COES realiza el despacho de energía teniendo en cuenta los costos marginales. Entoces hablamos de dos mercados, uno en el que se transan contratos entre generadores y clientes (financiero) y otro en el que se busca el despacho óptimo de acuerdo a los precios de mercado (físico).

3.2.3.2. Costo y tarifas de acceso entre usuarios

En el caso de los monopolios naturales (transmisión y distribución), el costo del servicio se establece tanto por su inversión como por sus costos de operación, y se asigna antes del inicio del periodo regulatorio. Según Tamayo et al. (2016), en la determinación del costo de este servicio, una de las características más importantes es la existencia de problemas que hacen

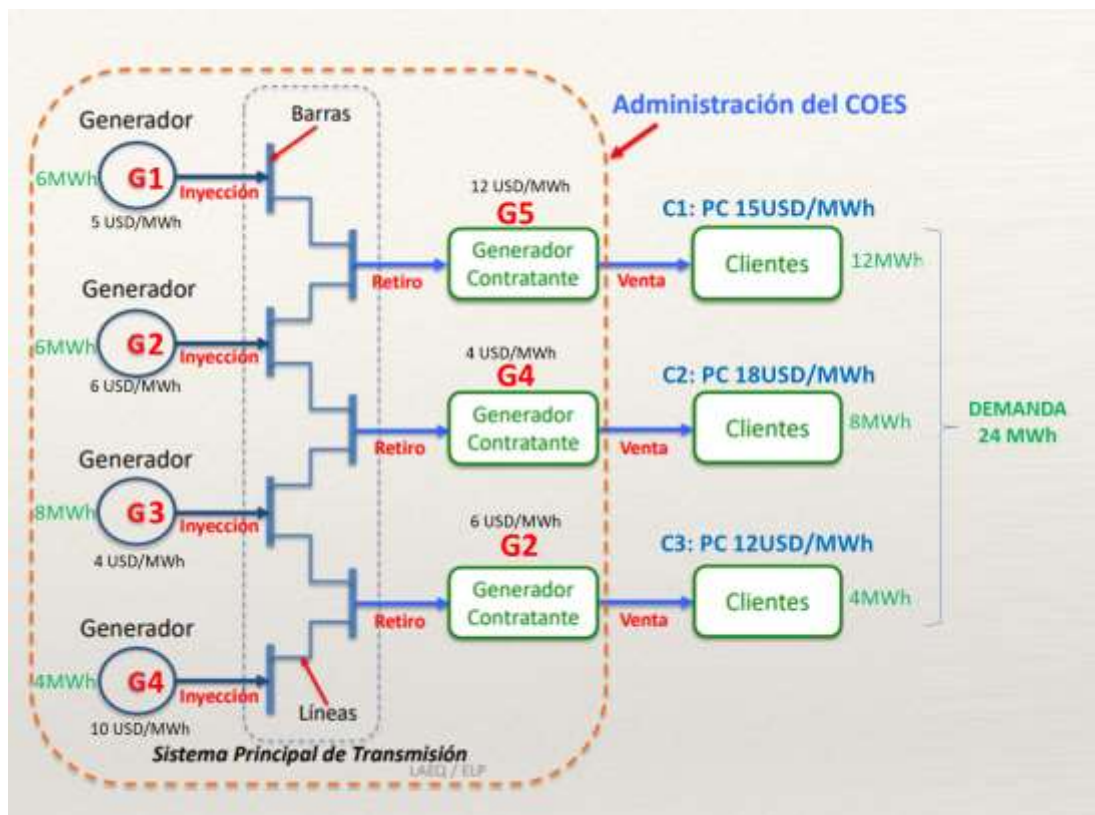
referencia a las asimetrías de información existente entre la empresa regulada y el regulador (p. 136). El regulador desconoce el costo eficiente de proveer el servicio de estas empresas monopólicas.

El sistema regulatorio es tal que permite recuperar los costos de las actividades de los agentes que intervienen en el mercado eléctrico.

Una vez definido el costo del servicio, se determina el pago que realizarán los agentes que hacen uso de la infraestructura. Este cobro por el servicio de transmisión y distribución es diferente de aquel producto del costo marginal (no está incluido en él). Para repartir los costos de uso de redes, existen diversos métodos.

Para un mejor entendimiento, a través del siguiente gráfico daremos un ejemplo de cómo la distribución de costos en el mercado eléctrico:

Figura 9. Distribución de costos en el mercado eléctrico



Fuente: elaboración propia

Para el ejemplo suponemos un periodo de una hora (el costo marginal se define cada hora), entonces el costo marginal de energía es de 10 USD/MWh.

En el sistema eléctrico se muestra la participación de 5 generadores en el mercado eléctrico administrado por el COES. La demanda total de los clientes es de 24 MWh, asimismo, la suma de la energía entregada por cada generador es igual a 24 MWh. Obsérvese que solo 4 generadores han despachado energía. El generador G5 no despachó debido a que la demanda no lo requirió y en el orden de precios sería el último en despachar. Observamos también gráficamente la relación entre generadores y sus clientes, existiendo entre ellos tarifas pactadas de venta de energía (PC: precio de contrato).

En este mercado, al margen de los compromisos contractuales, el COES define los generadores que despachan en función de los precios. Para la liquidación, el COES recibe el pago de aquellos generadores que “retiraron” energía para sus clientes al costo marginal de ese momento. Posterior a ello, el COES define el pago correspondiente para cada generador que despachó, a costo marginal.

A continuación, veamos lo ingresos y gastos de cada generador:

Figura 10. Ingresos y gastos de cada generador

Generador	Generó (MWh)	Vendió (MWh)	Saldo de Energía	Costo por despacho o retiro (USD)	Costo de Contrato (USD/MWh)	Ingreso por Contrato	Total Ingresos	Costo por MWh (USD/MWh)	Costo de Producción (USD)	Utilidad
G1	6	0	6	60	0	0	60	5	30	30
G2	6	4	2	20	12	48	68	6	36	32
G3	8	0	8	80	0	0	80	4	32	48
G4	4	8	-4	-40	18	144	104	10	40	64
G5	0	12	-12	-120	15	180	60	12	0	60

Fuente: elaboración propia

En el caso del generador G1, este despacha energía (6MWh), pero se observa que no ha despachado a ningún cliente, entonces solo tendrá ingresos por el despacho. Dicho ingreso asciende a USD 60 (recordemos que el costo por MWh en ese momento es de USD 10). Ahora bien, el costo de producción de cada MWh para este generador es de 5 USD/MWh, entonces para producir esos 6MWh gasta USD 30. Podemos decir entonces que la utilidad por esta transacción es de 30 USD.

En el caso de G2, despachó 6MWh y vendió (retiró) a su cliente 4MWh. El saldo de 2MWh le será reconocido al costo marginal, es decir USD 20. En el caso de los 4MWh que él mismo generó y vendió a su cliente, por tener un costo contractual de 12 USD/MWh, recibirá USD 48. El total de ingresos entonces es de USD 68. Sin embargo, al haber generado 6 MWh, y siendo el costo de producción de 6 USD/MWh, esos 6MWh tienen un costo de producción de USD 36, por lo que la utilidad para esta transacción sería de USD 32.

El caso del generador G3 es similar al del G1, obteniendo una utilidad de USD 48.

Para el caso del G4, este generó 4 MWh, sin embargo, vendió a su cliente 8 MWh es decir que le faltaron 4MWh y los cogió del sistema (no es posible saber específicamente de qué generador venían). Entonces deberá pagar por esos 4MWh que no tenía, y pagará USD 40. Sin embargo, por esos 8MWh que vendió a su cliente a un costo de 18 USD/MWh recibirá USD 144. El total de ingresos sería de USD 104 a los cuales habría que restarle el costo de producir los 4MWh que inyectó al sistema para obtener la utilidad. Dichos 4MWh le cuestan producir USD 40 (el costo de producción es de 10 USD/MWh), siendo entonces la utilidad de USD 64.

El caso del G5 no inyectó energía al sistema, sin embargo, tuvo que retirar para su cliente 12 MWh, los cuales le deben ser reconocidos al sistema al costo marginal, debiendo pagar por ello USD 120. Y por esos 12 MWh vendidos a 15 USD/MWh recibirá USD 180. Entonces por dicha transacción tendrá una utilidad de USD 60.

Nótese en este último caso que no existe un costo de producción debido a que G5 no generó energía en dicho periodo.

3.2.3.3. Información asimétrica

Arreola-Rosales (2016) comenta que:

La asimetría de la información es una situación dentro de una transacción en la que una de las partes tiene mayor o mejor información en comparación con la otra. Esto tiene el potencial de crear una situación dañina, debido a que el vendedor o el comprador podrían aprovecharse de la falta de información de su contraparte y ocasionar dificultades para ponerse de acuerdo sobre un precio. La

información asimétrica se presenta comúnmente entre empresas reguladas y usuarios del sector energético por falta de información sobre calidad o seguridad de los productos o servicios energéticos. Asimismo, también entre el regulador y las empresas reguladas podría surgir información asimétrica, el cual es uno de los mayores problemas económicos para la regulación. (párr. 2-4).

3.3. Sistema tarifario del sector eléctrico en el Perú

A continuación, se describe la forma en la que se establecen los precios de la electricidad en el Perú, de acuerdo con las características de cada actor del mercado. Es preciso recordar que quien actúa como organismo regulador de algunas tarifas del sector es Osinergmin.

3.3.1. Tarificación en el mercado regulado

Para comenzar, es necesario recordar el concepto de usuarios regulados y libres (no regulados). Como lo menciona Tamayo et al. (2016):

Los usuarios regulados se definen como aquellos que tienen una demanda máxima anual de 200 kW. Asimismo, aquellos cuyo consumo anual se encuentra entre 200 y 2500 kW se denominan medianos consumidores y pueden optar por ser regulados o libres. Por su parte, los usuarios libres son aquellos cuya demanda es superior a 2500 kW al año. La libertad que tienen es justamente para negociar con los generadores o distribuidores las condiciones de suministro, tales como los precios de la electricidad en hora punta y fuera de punta, cantidades a suministrar, potencia requerida, entre otros. (p. 142).

Como se indica en la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas que paga todo usuario regulado reconocen los gastos en: generación, sistemas de transmisión correspondientes, y el valor agregado de distribución (VAD).

Figura 11. Composición de la tarifa eléctrica residencial, agosto de 2016

Componentes	Tarifa	Porcentaje
Licitaciones	S/ 44.06	
Regulado	S/ 5.44	
Generación (G) (Producción de electricidad)	S/ 49.50	49.5%
Regulado		
(Transmisión propiamente dicha: SPT, SGT, SST y SCT)	S/ 8.50	
Otros conceptos cobrados	S/ 12.80	
Transmisión (T) (Transporte de electricidad)	S/ 21.30	21.3%
100% Regulado:		
Inversión	S/ 21.61	
Operación y mantenimiento	S/ 7.590	
Distribución (D) (Distribución de la electricidad)	S/ 29.20	29.2%
Total del recibo del luz	S/ 100.00	100%
(Referencia: usuarios domiciliados de Lima y El Callao)		
Total regulado	S/ 43.10	43.1%
Total sin regular	S/ 56.90	56.9%

Fuente: Tamayo et al. (2016)

Para un mejor entendimiento, se puede apreciar la Figura 11, en la cual, de forma general, se muestran los conceptos que son cobrados en los recibos de electricidad que reciben en los hogares.

3.3.1.1. Precio a nivel generación

El MEM estableció la Ley 28832 (2006): “Ley sobre el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”. Esta tiene por objeto “perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, con la finalidad de asegurar la generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado”.

Según la Ley N.º 28832 (2006):

Las empresas de distribución deben convocar, solas o asociadas con otras empresas, licitaciones para el suministro de su demanda regulada, con un mínimo de tres años de anticipación. Solo se permite un menor plazo para cubrir

desajustes por variaciones de corto plazo, y en este caso se limita a no más del 10 % de su demanda total.

Según Aragón (2012):

Los contratos de suministro que resultan de las licitaciones son de largo plazo y a precios firmes, los cuales son trasladados a las tarifas de los usuarios finales, sustituyéndose así las tarifas de energía en barra fijadas por el Osinergmin. Sin embargo, la demanda de los distribuidores puede variar, por lo que el contrato no se abastecería para satisfacer dicha demanda, es cuando se opta por comprar dicho adicional a precios en barra. Finalmente, el usuario paga el ponderado entre el precio de contrato y el precio en barra (definido por Osinergmin). Los contratos por plazos menores a cinco años solo pueden ser hasta el 25 % de la demanda, el resto son contratos a plazo mayor. Las últimas licitaciones efectuadas fueron por plazos superiores a diez años (hasta catorce años).

Los contratos a largo plazo posibilitan, entre otros, asegurar los contratos de suministro para atender la demanda del mercado regulado; atraer nuevas inversiones en generación; garantizar el mercado y los precios para los generadores que inicien nuevos proyectos; estabilizar los precios para los usuarios, y que estos sean determinados por la competencia entre ofertantes y no mediante mecanismos administrativos; así como favorecer a los proyectos hidroeléctricos, pues estos tienen un factor de incentivo de 15 % respecto de la oferta de precios de las otras tecnologías (termoeléctricas).

En las licitaciones efectuadas hasta el 2010, se habían adjudicado contratos por 3750 MW, que aseguran la demanda proyectada hasta el 2014, de los cuales 1690 MW son de proyectos nuevos con una inversión total de 2100 000 000 de dólares.

Cabe precisar que, en cada licitación, el Osinergmin fija los precios de potencia y los precios máximos de energía. Las ofertas con precios de energía mayores son descartadas.

Asimismo, debido a la variación de factores que influyen en los precios en barra y de las licitaciones, tales como el tipo de cambio, la inflación, precios

de combustibles, u otro factor, cada cierto tiempo los precios de generación se actualizan.

3.3.1.2. Precios de transmisión

Según la Comisión de Integración Energética Regional [CIER] (2013):

El sistema de transmisión eléctrica del Perú está constituido por el denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a partir de octubre del año 2000, que abarca, de norte a sur, la totalidad del país, desde Tumbes (ciudad fronteriza con Ecuador) hasta Tacna (ciudad fronteriza con Chile). El sistema troncal de transmisión entre Tumbes y Tacna opera a 220 kV y 500 kV, los sistemas de transmisión secundarios y complementarios están conectados a 220 kV, 138 kV y 60 kV.

Mediante la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley N.º 28832 se estableció que el Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por cuatro categorías de instalaciones: el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), el Sistema Complementario de Transmisión (SCT), el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST).

Las instalaciones del SGT y del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en una fecha posterior a la promulgación a la Ley N.º 28832 de julio de 2006.

El SGT está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión, cuya concesión y construcción son el resultado de un proceso de licitación pública. El SCT está conformado por instalaciones que pueden o no formar parte del Plan de Transmisión, pero cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres).

Las instalaciones del SPT y del SST son las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley N.º 28832.

El SPT es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un sistema interconectado, que hace posible el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica. El SST es la parte

del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una barra del sistema principal.

El incremento de la demanda de electricidad y la oferta de generación obliga a que la red eléctrica aumente su capacidad de transmisión y, de esta manera, evita la congestión y otorga una mayor eficiencia, confiabilidad y seguridad a la operación del sistema.

3.3.1.2.1. Remuneración del SPT y SGT

Para el caso del SPT, la remuneración incluye costos de inversión, operación y mantenimiento. Entonces, se refiere a una “remuneración de las infraestructuras en función a la diferencia de precios entre los nodos del sistema, realizada por los generadores. El pago de los generadores constituye el ingreso tarifario (IT)” (Tamayo et al., 2016), y existen distintos precios de entrega y retiro de energía y potencia, según el nodo. Estos pagos y reconocimiento de costos son realizados, normalmente, en el mercado mayorista por el operador del sistema eléctrico (COES).

Sin embargo, no quedan cubiertos todos los costos del transmisor, por lo que es necesario un peaje adicional, el cual es remunerado por los usuarios del sistema.

Para el caso del SGT, al igual que el SPT, la remuneración contempla los costos de inversión, operación y mantenimiento. Sin embargo, estos se fijan en licitaciones para un periodo de hasta 30 años, luego del cual se transfiere a otro operador y entonces se reconoce el valor remanente de la inversión de los refuerzos (ampliaciones) que se haya hecho, junto con el costo de operación y mantenimiento por el tiempo que dure la instalación.

3.3.1.2.2. El SST y SCT

Para estos casos, se define un costo medio anual (CMea), el cual es igual al costo anual de la inversión, la operación y el mantenimiento, y las pérdidas de energía y potencia.

La remuneración en el caso de un SCT para un usuario libre se define en una negociación entre los generadores o usuarios y las empresas transmisoras. No obstante, en caso el SCT sea utilizado por un tercero, la remuneración se fija con los mismos criterios que el SST.

Para la retribución del servicio, se definen tres casos:

- Si son instalaciones para transportar netamente la energía de los generadores al SPT o SGT, la remuneración es íntegramente asumida por los generadores correspondientes.
- Si son instalaciones para transportar desde el SPT o SGT hacia un distribuidor o usuario libre, estos últimos asumen íntegramente la remuneración correspondiente.
- Existe un tercer caso en el que se benefician tanto generadores como distribuidores y/o usuarios libres. En este caso, la remuneración es compartida entre la demanda y la generación, y es proporcional al uso o beneficio de cada cual.

Dentro de la remuneración, existen otros costos que permiten garantizar la seguridad del sistema eléctrico, tales como el Nodo energético del Sur, Gaseoducto del Sur, Reserva Fría de Generación, incentivo para energías renovables, etc.

Cada cierto tiempo, se actualizan los precios de transmisión debido a la influencia de variables económicas, como por ejemplo la inflación y el tipo de cambio.

3.3.1.3. Precios de distribución

Para el caso de la distribución, el Osinergmin regula el precio, el cual se define cada cuatro años a través de una empresa modelo eficiente. Aquí nace el concepto de valor agregado de distribución (VAD) a través del cual se remunera este servicio.

El VAD es un costo total anual que está compuesto por lo siguiente:

3.3.1.3.1. Costos asociados al usuario

Son cargos fijos que cubren los costos de las actividades de lectura del medidor, el procesamiento de la lectura y la emisión, el reparto y la cobranza de la factura o recibo.

3.3.1.3.2. Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía

Son pérdidas de potencia y energía que se presentan en las redes de distribución de baja o media tensión y son inherentes a dichas instalaciones. Estas son reconocidas mediante factores de pérdidas.

3.3.1.3.3. Costos estándar de inversión, operación y mantenimiento

Aquí se definen dos conceptos:

3.3.1.3.3.1. Anualidad del valor nuevo de reemplazo (aVNR)

“Costo de renovar los activos físicos y obras para la instalación del sistema de distribución a precios y tecnologías actuales” (Schmerler, Salvador, Montesinos y Zurita, 2017). De acuerdo con este esquema, el riesgo de obsolescencia de la infraestructura la asume el distribuidor. El Valor nuevo de reemplazo (VNR) es una renta anual que remunera la inversión a la tasa de descuento de 12 % fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas, con periodo de recuperación de capital de 30 años.

3.3.1.3.3.2. Costo estándar de operación y mantenimiento (COyM)

Este costo es calculado por el Osinergmin como un porcentaje del costo de inversión, en el cual se reconocen los costos de OyM en media y baja tensión, además de añadir a ello una diferencia: “sectores típicos”, puesto que las características de la carga o demanda son distintas a lo largo del país, lo que conlleva a particularidades técnicas también diferentes. El Decreto

Legislativo N.º 1221 modificó el cálculo del VAD, el cual ahora calculará cada empresa de forma individual para las distribuidoras que tengan más de 50 000 suministros.

3.3.1.4. Acceso universal

Frente a la falta de energía en hogares en condición de pobreza, el Estado ha implementado políticas que permiten el acceso a la energía a esta población, y sobre las cuales el Osinergmin actúa.

3.3.2. Electrificación rural

La razón por la cual el Estado interviene es porque estos proyectos de electrificación rural no son atractivos para la inversión privada a raíz de la poca accesibilidad, el bajo consumo, las viviendas dispersas, entre otros.

Con la introducción de la Ley 28749 (Ley General de Electrificación Rural), se define el financiamiento a través de las tarifas eléctricas y fondos públicos para cubrir costos de inversión en electrificación rural.

Asimismo, se creó un sector típico llamado Sistema Eléctrico Rural (SER), como nuevo criterio para el cálculo del VAD, sujeto a la supervisión del Osinergmin.

3.3.3. Decreto Legislativo N° 1221

Este decreto busca regular la distribución, promoviendo el acceso de energía a todo el país. Esta ley incorpora cambios en el tema tarifario para incentivar la calidad del suministro eléctrico e innovación tecnológica.

Algunos de los cambios importantes es la delimitación de la zona de responsabilidad técnica (ZRT) de los distribuidores, de tal forma que se les reconozcan los costos de operación

y mantenimiento en los proyectos de electrificación en zonas rurales que son poco atractivas, además de brindar incentivos. (Congreso de la República, 2015).

3.3.4. Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

La Ley N.º 28832 (2016) estableció el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, el cual compensa la diferencia entre los precios en barra de los sistemas aislados y los precios en barra del SEIN, reduciendo los costos del servicio eléctrico de ambos sistemas a partir de un subsidio cruzado.

3.3.5. Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

Se trata de un esquema de subsidio cruzado. “Se recoge en la facturación de los usuarios a nivel nacional, cuyos consumos mensuales son mayores a 100 kWh” (Tamayo et al., 2016). Este recargo hace posible “financiar el FOSE sin afectar los recursos que requieren las empresas de electricidad para la prestación del servicio eléctrico ni los recursos del tesoro público, lo que ha hecho de este subsidio cruzado un mecanismo viable y sostenible desde su creación” (Tamayo et al., 2016).

3.3.6. Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)

Se creó con el objetivo de entregar energía limpia a las poblaciones vulnerables, a través de la masificación del gas natural, la ampliación de la frontera energética para energías renovables, promociones para acceder a balones de gas doméstico (GLP) en los sectores vulnerables, y el mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial.

“El FISE se financia con los grandes consumidores de electricidad, el servicio de transporte de gas natural y la producción e importación de combustibles. Además, también

puede financiar proyectos energéticos adicionales promovidos por el MEM” (Tamayo et al., 2016).

3.3.7. Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER)

Este mecanismo permite regular la tarifa del sector residencial, el cual podría verse grandemente afectado con los fondos que, desde ya, se le vienen imputando. El objeto es:

Asegurar la competitividad de las tarifas eléctricas de los usuarios residenciales, independientemente de su ubicación geográfica y el sistema eléctrico al que pertenezcan (SEIN o sistemas aislados), exceptuando de su aplicación los suministros atendidos mediante sistemas fotovoltaicos y sistemas similares con otros RER no convencionales. (Tamayo et al., 2016).

Este mecanismo es usado cuando la facturación de los usuarios residenciales tiene un cargo por energía mayor que el referencial (regulado por Osinergmin), permitiendo una misma tarifa para todos los residenciales a nivel nacional. “Este mecanismo es financiado con los saldos disponibles del FISE hasta un máximo de S/180 millones anuales, sin afectarse los recursos del tesoro público” (Tamayo et al., 2016).

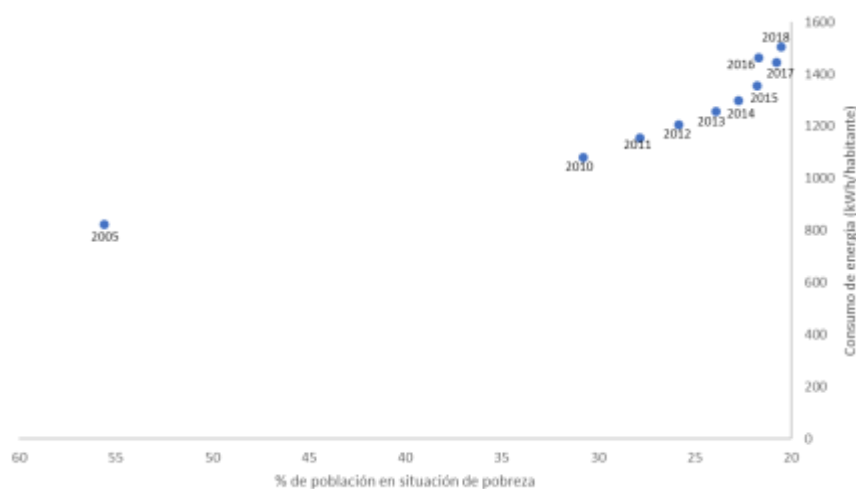
Capítulo 4. Evolución del sector eléctrico peruano

En los países emergentes, la infraestructura de servicios públicos ha sido reconocida como un pilar fundamental para estimular el crecimiento económico, ya que se constituye como la base sobre la cual se apoyan todas las actividades privadas.

En Statkraft (s. f.) se comenta que:

De acuerdo con el Banco Mundial, en el Perú el porcentaje de la población en situación de pobreza ha disminuido sosteniblemente, y esta mejora en la calidad de vida de la población ha venido acompañada por un mayor consumo de energía por habitante (Figura 12), tendencia clara desde el 2005 hasta el 2018. En el 2018, el consumo nacional de energía eléctrica se incrementó en 3 % respecto del 2017, con lo que se alcanzó un crecimiento promedio anual de 4 % en los últimos diez años. (párr. 4).

Figura 12. Evolución anual de pobreza y consumo de energía en el Perú



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018)

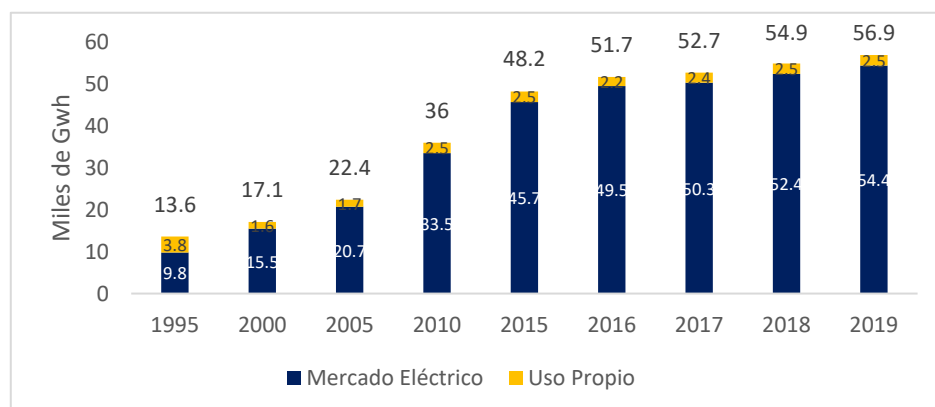
La energía eléctrica pone en marcha casi toda la actividad económica del país. Este sector representa 1.8 % del PBI.

En el presente capítulo, se explica la evolución del sector eléctrico desde sus diferentes frentes en los últimos años.

4.1. Evolución del consumo

A continuación, se pasará a revisar la evolución del consumo eléctrico entre 1995 y 2019. Estas cifras servirán, posteriormente, para el análisis del sector.

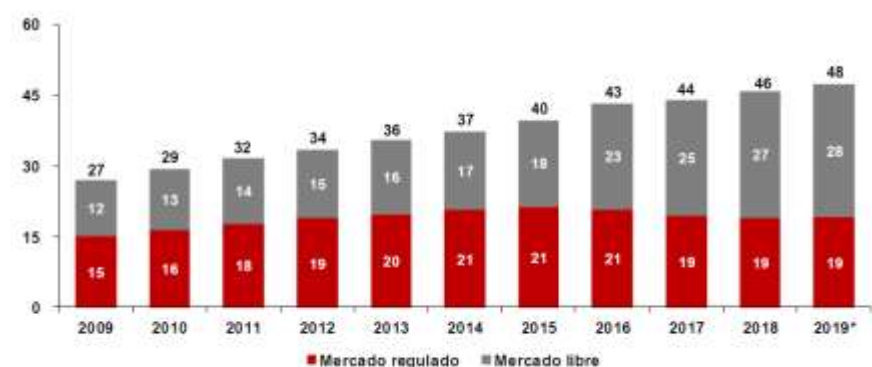
Figura 13. Evolución del consumo nacional de electricidad según el tipo de servicio



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018)

El consumo de energía en el país ha sufrido un cambio total desde mediados de la década del noventa. En la Figura 13, se puede observar el consumo total, como resultado de considerar a los consumidores del mercado eléctrico y aquellos que generan su propia energía. El consumo se cuatuplicó desde 1995 hasta el 2019, pasando de 13.6 GWh a 56.9 GWh.

Figura 14. Evolución del consumo nacional de electricidad según el tipo de servicio



Nota: Las estadísticas del sector energía del 2019 corresponden a información preliminar del Ministerio de Energía y Minas. Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). *Anuario Estadístico de Electricidad*.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2019)

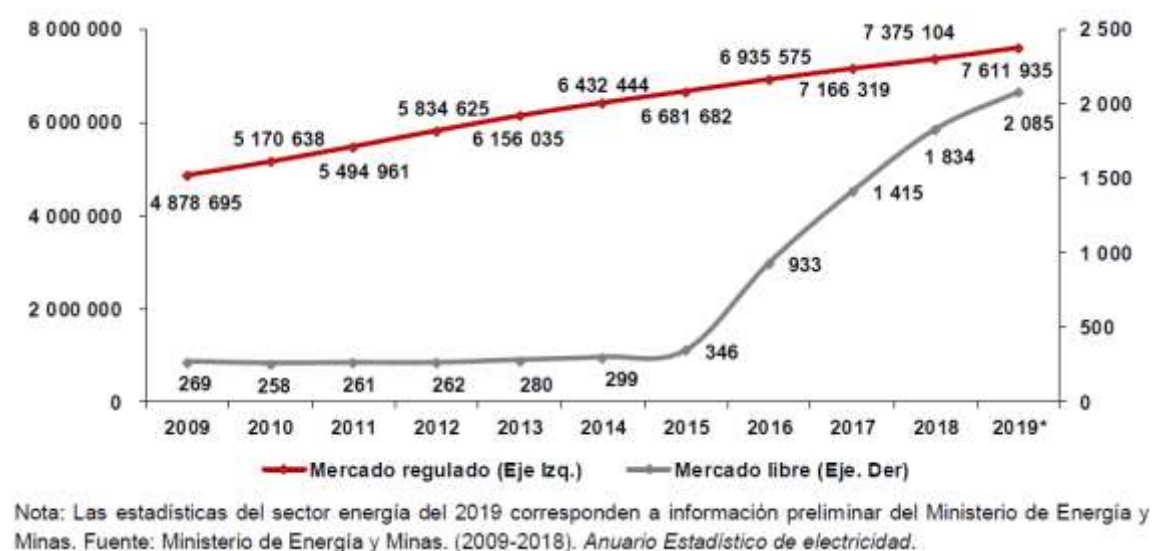
Ahora, si se centra la atención solo en aquellos consumidores que son parte del sistema eléctrico, en la Figura 14 se observa que el consumo de los usuarios libres en el 2019 es más del doble de lo que era en el 2009, e inclusive si lo comparamos con el año 2000, la cifra es el

cuádruplo. Ello refleja el crecimiento de los usuarios libres que, entre otros, se relacionan con la industria minera, petrolera e, incluso, con grandes centros comerciales.

En el caso de los usuarios regulados, en el 2019 el consumo solo creció un 25% de lo que era en el 2009, e inclusive se observa que con respecto al 2016 viene decayendo, lo que se relaciona, además, con varios conceptos, como por ejemplo, que la cantidad de clientes libres viene aumentando.

Lo dicho anteriormente se refleja en el siguiente gráfico (Figura 15), en el que se aprecia el incremento de los usuarios, tanto libres como regulados. Los usuarios libres en el 2019 son 7 veces lo que eran en el 2009, mientras que los regulados si bien es cierto aumentaron solo crecieron un 58% con respecto al 2009.

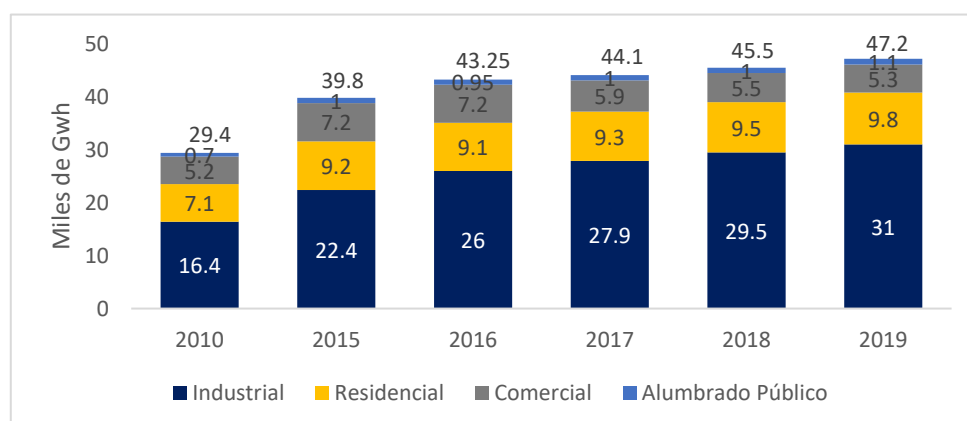
Figura 15. Evolución del número de usuarios libres y regulados



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2019)

Líneas arriba, se mencionaron las razones del incremento del consumo, así como del incremento de los usuarios libres. En la Figura 16, se observa el crecimiento del consumo por tipo de uso.

Figura 16. Evolución del consumo de electricidad por tipo de uso

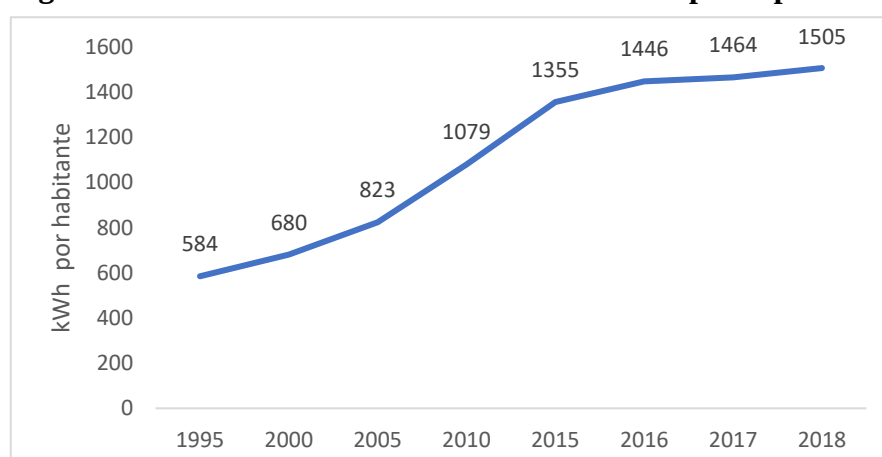


Fuente: Osinergmin (2016, 2017, 2018, 2019)

En efecto, la industria (incluida la minería) tienen una importante participación en el consumo de energía. Nótese que, en la actualidad representa el 66% del consumo del país (en 9 años prácticamente se duplicó). Aquí también se refleja la variación del consumo del comercio, lo cual llama la atención y se podría decir que entre otros podría deberse a la generación de energía propia y a la eficiencia en el uso de energía. Otro dato importante es el incremento del consumo del sector residencial.

Para reforzar lo indicado al principio del presente capítulo con respecto de la reducción de la pobreza, véase el consumo de electricidad per cápita, para lo cual se muestra la Figura 17.

Figura 17. Evolución del consumo de electricidad per cápita



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018)

Se puede notar que el consumo promedio por habitante pasó en el 2000 de 680 kWh a 1505 kWh en el 2018, lo que significa que hubo un incremento de 120 % en 18 años. Esto se

explica, en parte, por el crecimiento de la clase media y la expansión del empleo, que viene acompañado de mayores ingresos, con lo que se genera un mayor poder adquisitivo y un cambio en los hábitos de consumo de las personas.

Como se puede observar, en los últimos años se ha tenido un considerable crecimiento sostenible del consumo de electricidad. Dicho crecimiento ha demandado acciones inmediatas de inversión en el sistema eléctrico, asunto que se analiza a continuación.

4.2. Inversiones de infraestructura

De acuerdo con el numeral 4.1, se puede decir que el incremento de dichos consumos no hubiese sido posible sin la inversión de infraestructura en el sector eléctrico, en cuanto a generación, transmisión y distribución. Dicha inversión vino de la mano de reformas en el sector que iniciaron en 1992 con la Ley de Concesiones Eléctricas, que posteriormente se fue mejorando y aclarando con la Ley N.º 28832 (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica) del 2006, con el objetivo de incentivar la inversión en el sector.

En los últimos años se identifica un flujo constante de inversiones en el sector, aunque con niveles menores de los observados a mediados de la década. Esto se asocia a la menor cantidad de proyectos grandes de inversión en el país. Sin embargo, los proyectos chicos y medianos existentes permiten el crecimiento sostenido de la oferta eléctrica.

Las inversiones del sector alcanzan en promedio anual 2009-2019 los US\$1,8 mil millones (Figura 18). Esto representa el 4% del total de la inversión nacional. Asimismo, durante este periodo, la inversión pública ha perdido participación. Así, en el 2008, las inversiones públicas en el sector representaban el 27% mientras que, en el 2019, estas solo representaban el 22%. También se observa una caída fuerte en los últimos años. (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

Figura 18. Evolución de las inversiones según su origen



Nota: Las estadísticas del sector energía del 2019 corresponden a información preliminar del Ministerio de Energía y Minas. Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). *Anuario Estadístico de electricidad*.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2019)

“Respecto a la inversión sectorial, las inversiones privadas se han destinado principalmente a la generación y, en menor medida a la transmisión y distribución. Así, las inversiones anteceden a la entrada de la oferta” (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

Por otro lado, las inversiones públicas se destinan en mayor proporción a la electrificación rural. La Figura 19 incluye tanto las inversiones públicas como privadas, observándose que las inversiones privadas representan 8 veces las inversiones públicas.

Figura 19. Evolución de las inversiones según la actividad



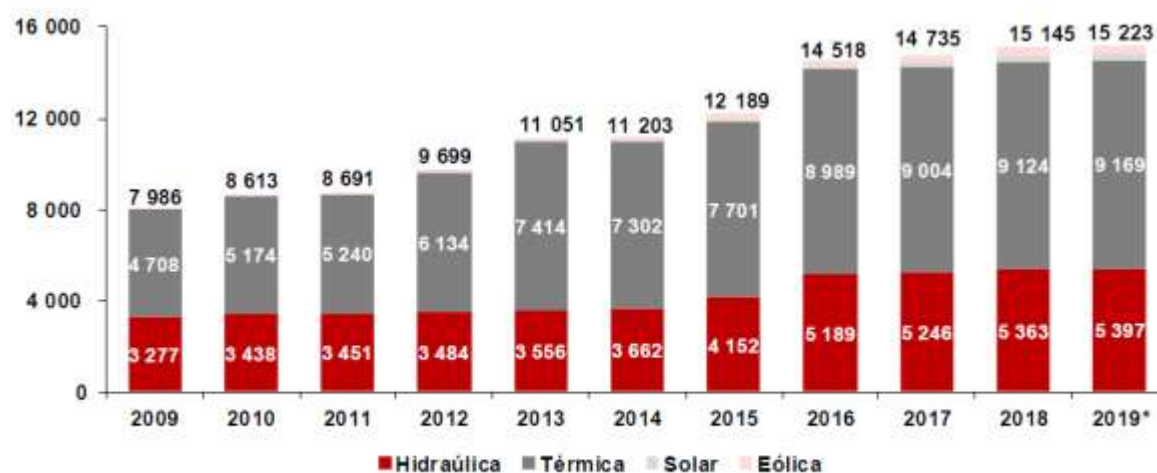
Nota: La información correspondiente al 2019 es preliminar y corresponde a las proyecciones de las fuentes consultadas. Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). *Anuario Estadístico de electricidad*.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2019)

Estas inversiones en generación se reflejan en el aumento de la capacidad instalada, la cual pasó de 7986 MW en 2009 a 15 223 MW en 2019 (prácticamente se duplicó).

A continuación, se aprecia El tipo de tecnología en el que se concentraron las inversiones en generación.

Figura 20. Potencia instalada por tipo de tecnología



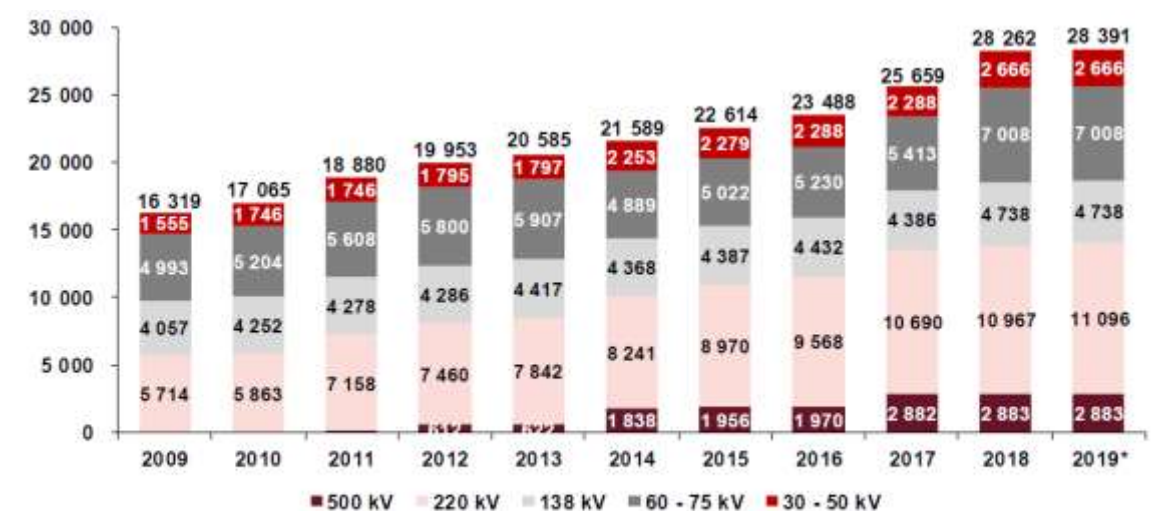
Nota: Las estadísticas del sector energía del 2019 corresponden a información preliminar del Ministerio de Energía y Minas. Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). *Anuario Estadístico de Electricidad*.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2019)

Al 2019, es notorio el incremento de la potencia instalada por centrales térmicas, las cuales predominan sobre las hidráulicas que también incrementaron su potencia. Ello se debe al proyecto de Camisea, el cual incentivó la instalación de centrales térmicas en la zona de Chilca-Lima. Se aprecia también la aparición de energías renovables, tales como la eólica y la solar, cuya normativa aún sigue en revisión, con la finalidad de incentivar su inversión.

Por otro lado, en la Figura 21 se observa el crecimiento en kilómetros de las líneas de transmisión, producto de las inversiones realizadas. Estas han presentado un crecimiento de 6% anual en promedio entre el 2009 y el 2019. En particular, resalta la incorporación de líneas de tensión de 500 kV desde el 2011.

Figura 21. Evolución de los km de línea de transmisión por nivel de tensión



Nota: Las estadísticas del sector electricidad del 2019 corresponden a información preliminar del Ministerio de Energía y Minas. Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). *Anuario Estadístico de Electricidad*.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2019)

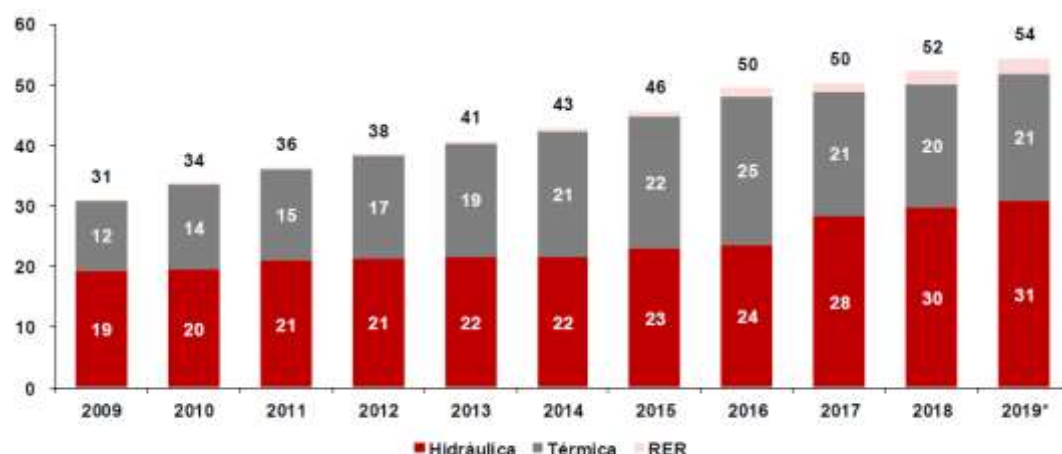
4.3. Evolución de la producción

En lo que respecta a la producción de energía, existe una relación entre esta y la capacidad instalada; sin embargo, el ingreso de cada central para entregar energía al sistema es definido por el COES, de acuerdo con los precios de energía de cada central. Dicha producción ha presentado un crecimiento de 6% anual en promedio entre el 2009 y 2019. Destacan las hidráulicas con una participación de 57% en el 2019, habiendo sido en promedio 55% en el periodo del 2009 al 2019.

En el 2018, la producción RER no convencional alcanzó las 2,5 TWh, lo cual representa el 4,7% de la producción nacional del mercado eléctrico. Ello se acerca a la meta de 5% establecida en el DL N°1221 del año 2008. Además, la producción RER total representa el 8% de la producción nacional. Esta corresponde a hidráulica y eólica. Sin embargo, la participación solar es la que muestra el mayor crecimiento de los últimos años. (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

En la Figura 22, se presenta la evolución de la producción de energía según la tecnología usada.

Figura 22. Evolución de la producción de electricidad según la tecnología (TWh)



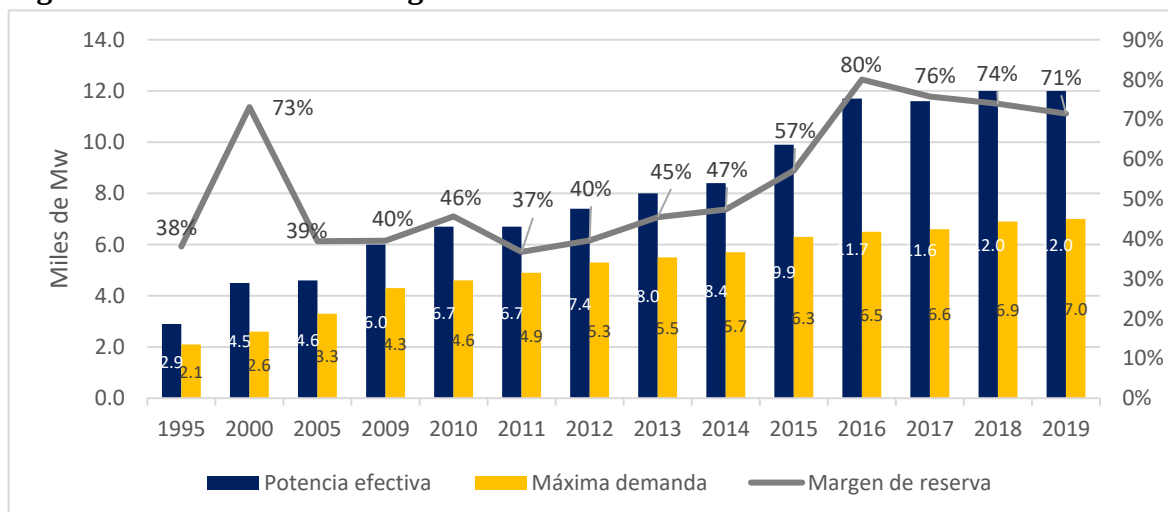
Nota: Las estadísticas del sector energía del 2019 corresponden a información preliminar del Ministerio de Energía y Minas. Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). *Anuario Estadístico de Electricidad*.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2019)

Por lo antes mencionado, se observa que la energía que se viene produciendo es nula o mínimamente contaminante, además de contar con menores precios. Ello ha originado que las centrales diésel o a carbón se adecuen al gas, con el fin de mejorar sus precios, entrar a competir en el mercado eléctrico y contribuir con la preservación del ambiente.

Un factor importante a tomar en cuenta en todo sistema eléctrico es el margen de reserva efectivo, el cual mide el porcentaje de potencia efectiva que excede la máxima demanda.

Figura 23. Evolución del margen de reserva efectivo



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2019)

La Figura 23 muestra la evolución de este indicador, el cual brinda una idea de la capacidad del sistema para atenuar alguna contingencia. En caso de presentarse una falla en el sistema eléctrico, se pueden disponer de otras centrales para atender cargas perdidas, de tal forma que se evite el racionamiento de energía, situación por la que atravesó nuestro país en ciertos momentos. En este contexto, hay que agregar que algunas zonas del Perú podrían sufrir racionamiento a pesar de tener un amplio margen, debido a la capacidad de transmisión del sistema.

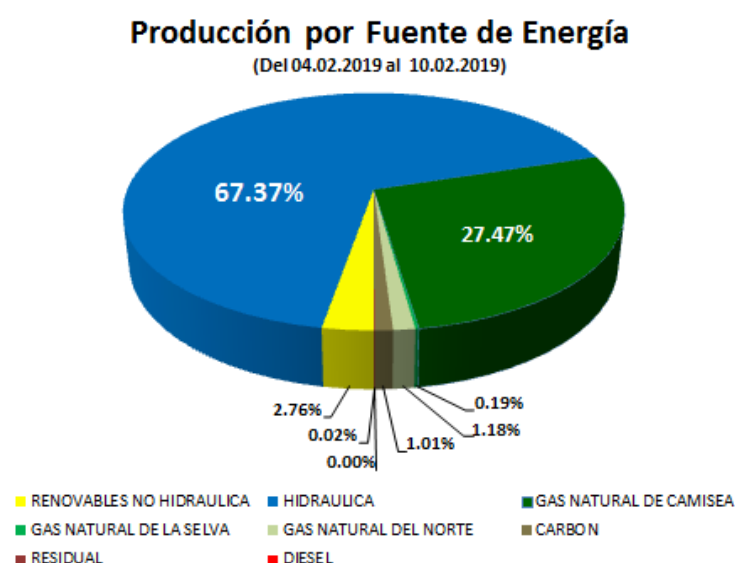
Capítulo 5. Análisis del sector eléctrico peruano

En este capítulo, se analizan la situación actual y los problemas o necesidades que pueden presentarse en las cuatro actividades que se desarrollan en el sector eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización). Asimismo, se brindan opiniones y sugerencias para la mejora del sector y el desarrollo del país.

5.1. Análisis de la generación en el Perú

En el capítulo 4, se trató sobre la evolución del sector eléctrico en el Perú entre 1995 y el 2015. En ese contexto de crecimiento, tanto de la demanda como de la capacidad instalada, se analiza la matriz energética del país, y se tiene como data la siguiente figura:

Figura 24. Producción por fuente de energía



Fuente: Sayas (2019)

Se observa que la producción de energía hidroeléctrica aún sigue jugando un papel importante en la matriz de energía eléctrica, la cual varía según las épocas de estiaje o avenida.

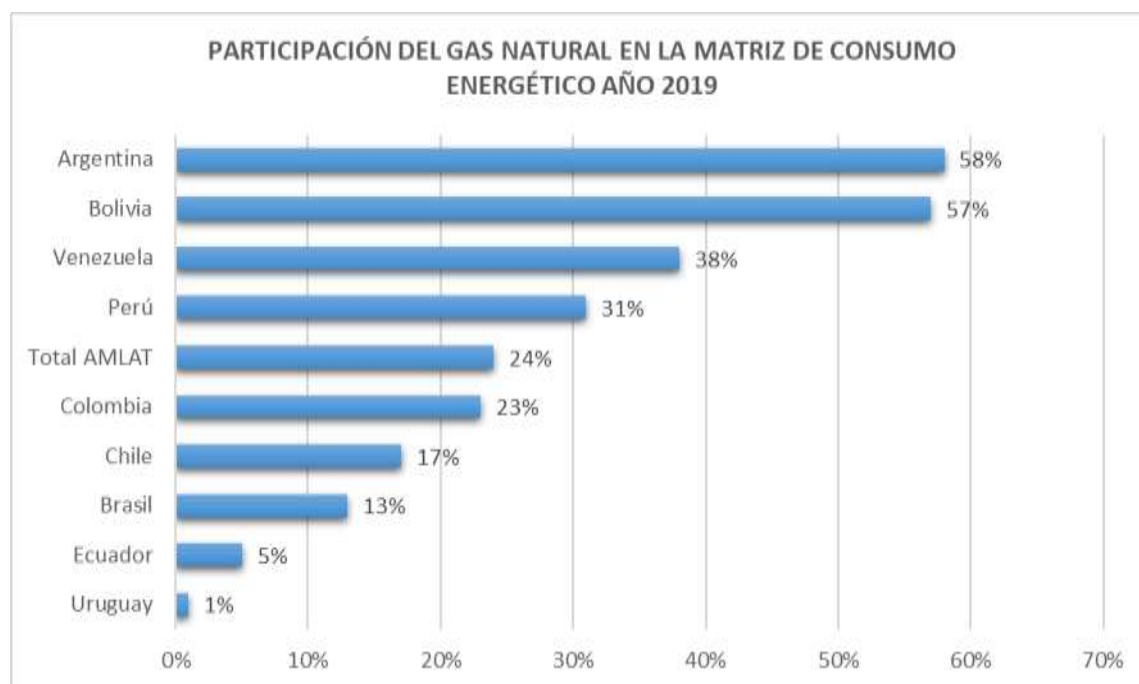
De otro lado, la producción de energía eléctrica a través de las centrales térmicas que usan gas natural ha opacado a aquellas centrales diésel o a carbón, puesto que la llegada del gas de

Camisea marcó un hito importante para que las empresas privadas inviertan en nuevos proyectos de generación y para que las centrales diésel cambien sus sistemas por el de ciclos combinados.

Por otro lado, las energías renovables ya son parte de la matriz al ubicarse en tercer lugar con un 2.76 %, el cual, como se verá más adelante, aún podría incrementarse.

Para tener una idea de lo que significa para el país una producción de energía eléctrica del 31 % con gas natural, resulta útil hacer una comparación con otros países del sector (ver Figura 25).

Figura 25. Participación gas natural en la matriz de consumo energético



Fuente: Organización Latinoamericana de Energía [OLADE] (s. f.)

Para Argentina, la producción de energía con gas natural representa el 58 % de su matriz energética, mientras que en Ecuador representa tan solo un 5 %.

En ambos casos, se encuentran alejados de la media de América Latina, y ello tiene sus consecuencias. En el caso de Argentina, al no tener tanta diversificación en su matriz energética, hay mucha dependencia del gas. En los últimos años, este país no pudo satisfacer la demanda interna de gas natural, su producción cayó sistemáticamente, por lo que se vio obligado a tener que importar gas a precios elevados y, por ende, los precios del mercado aumentaron. Entonces,

al no haber diversificado su matriz energética, además de no contar con un margen de generación adecuado para su sistema, se hace costosa la generación de energía eléctrica. Además, el cambio de la matriz energética no se logra en el corto tiempo. No se instala una central hidroeléctrica de un momento a otro, pues se requiere de años de estudios y de ejecución de obra, y la alternativa de renovables debería ser en gran cantidad, dado que su producción es variable.

En el caso de Ecuador, predomina la generación de energía eléctrica a través del diésel, no teniendo relevancia el gas natural. Con respecto a la energía proveniente de las hidroeléctricas, estas no han sido explotadas lo suficiente como para permitir un cambio de la matriz energética. En este caso, el impacto de generar energía con combustible es el daño al medioambiente, y sin las medidas de inversión para la generación con energías renovables, la dependencia del diésel podría traer racionamiento o alza de las tarifas.

Antes de volver sobre el tema de la matriz energética peruana, es preciso ver en una sola figura la evolución de la producción de energía y la demanda máxima (Figura 26).

Figura 26. Evolución de la demanda máxima y energía producida

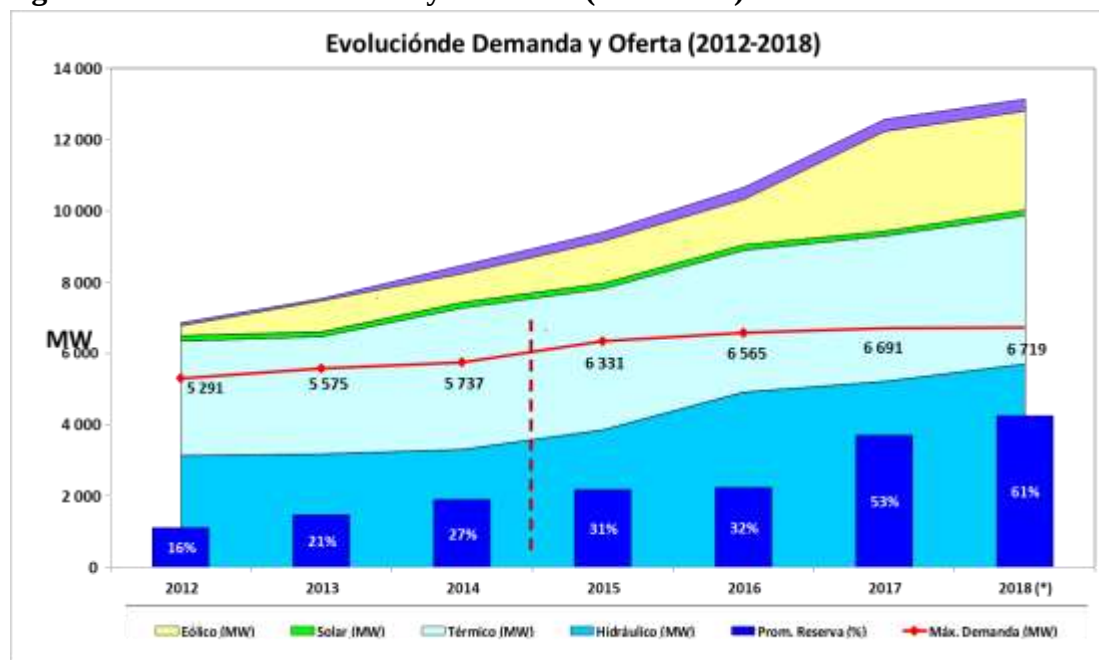


Fuente: Sayas (2019)

La curva amarilla muestra el crecimiento de la demanda máxima en el Perú (Potencia instalada), la cual, a febrero del 2019, es en promedio de 4.4 % anual. No obstante, no sucede lo mismo con la producción de la energía (consumo), cuya tasa de crecimiento fue de 5.5 %

entre los años 2012 y 2019. Véase, a continuación, cómo ha evolucionado la máxima demanda con respecto a la matriz energética:

Figura 27. Evolución de oferta y demanda (2012-2018)



Fuente: Sayas (2019)

Se observa que el margen de generación (diferencia entre oferta y demanda) ha ido aumentando en el periodo comprendido entre el 2012 y el 2018. Lo anterior no significa necesariamente que exista exceso de oferta, sino que se trata de seguridad energética. A continuación, se citan ejemplos para evidenciar la seguridad energética a través del margen de generación o también llamado reserva fría.

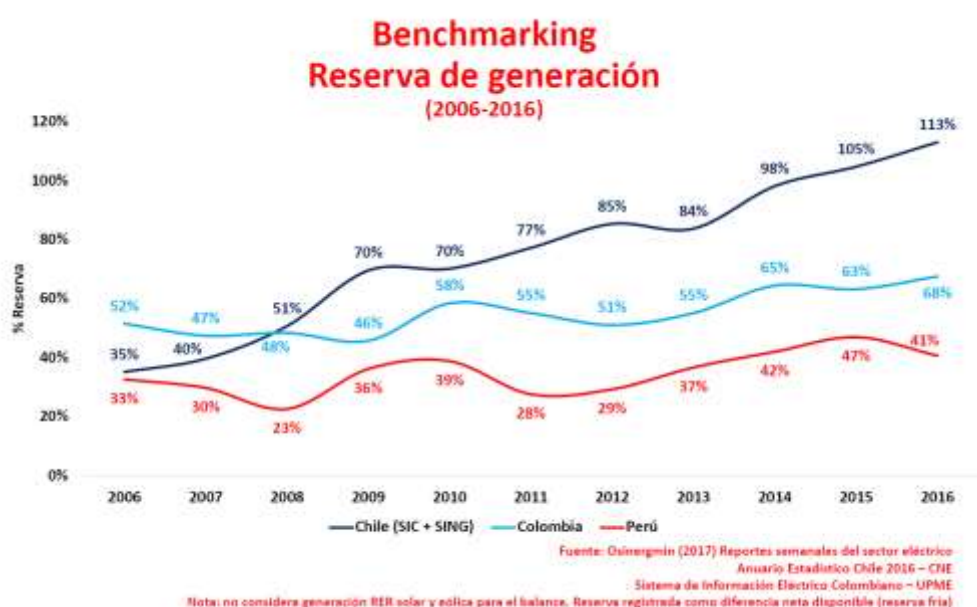
- **Año 2012:** A finales de febrero e inicios de marzo, el SEIN no contaba con unidades de reserva fría suficientes para atender la máxima demanda. En dicho periodo, se indispuso la central Mantaro por trabajos de purga en la presa (indisponibilidad de 886 MW), por lo que se tuvo que rechazar carga del orden de los 30 MW.
- **Año 2013:** En el mes de febrero, a raíz de los trabajos de purga en la central Mantaro, no se contó con reserva fría (se despachó toda la oferta).
- **Año 2014:** Durante los trabajos de mantenimiento de la central Mantaro, se mantuvo una reserva fría del 10 % en promedio.

- **Año 2015 y 2016:** Debido a problemas en el ducto de gas, se indispusieron algunas centrales térmicas, por lo que se tuvo una reserva fría promedio de 1 %.
- **Año 2017:** Ante el mantenimiento de la central Mantaro, se tuvo una reserva fría del 47 %. Mientras que el mismo año, en un tiempo diferente, la CH Callahuanca se indispuso por una inundación ocasionada por el fenómeno de El Niño, por lo que se tuvo una reserva fría del 46 %.
- **Año 2018:** Ante el colapso de la tubería de gas de TGP, se registró una reserva fría mínima de 17.5 %.

Como se aprecia, la importancia del margen de generación (reserva fría) radica en atender la demanda del país cuando ocurre algún evento en alguna central, o cuando estas entran en mantenimiento. De esta manera, en los últimos años no se registraron déficits de generación.

En la Figura 28, se comparan las reservas de generación del Perú con países similares.

Figura 28. Benchmarking reserva de generación

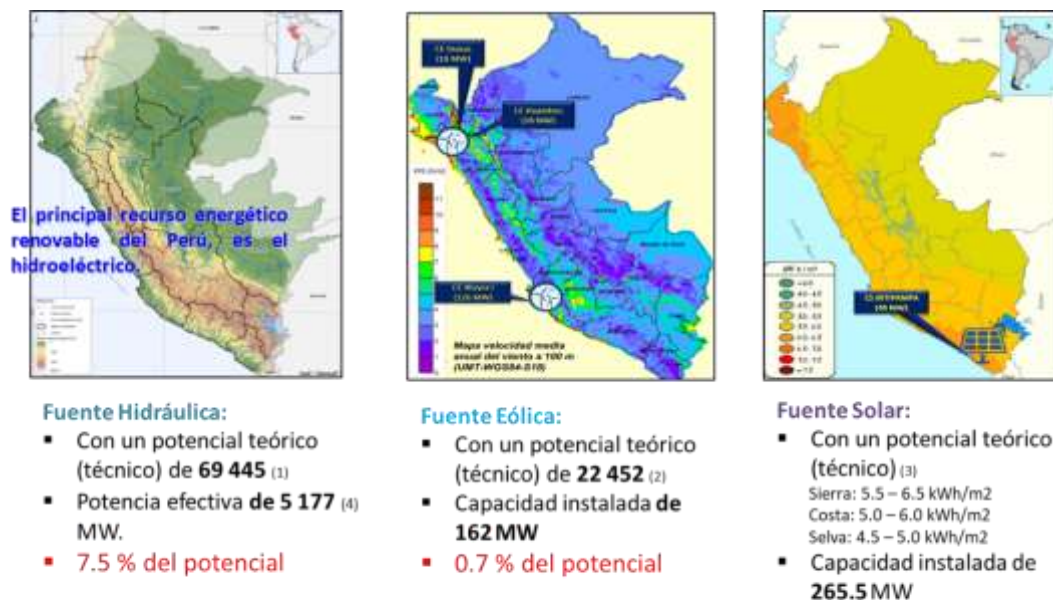


Fuente: Sayas (2019)

Si bien se observa que tanto Chile como Colombia tienen mayores reservas, el problema no es el tener o no reservas en grandes cantidades, sino que estas se diversifiquen y que estén bien distribuidas.

Como se sabe, el Perú es rico en recursos energéticos, los cuales, hasta el momento, no se han sabido aprovechar. Obsérvese la siguiente figura:

Figura 29. Recursos energéticos



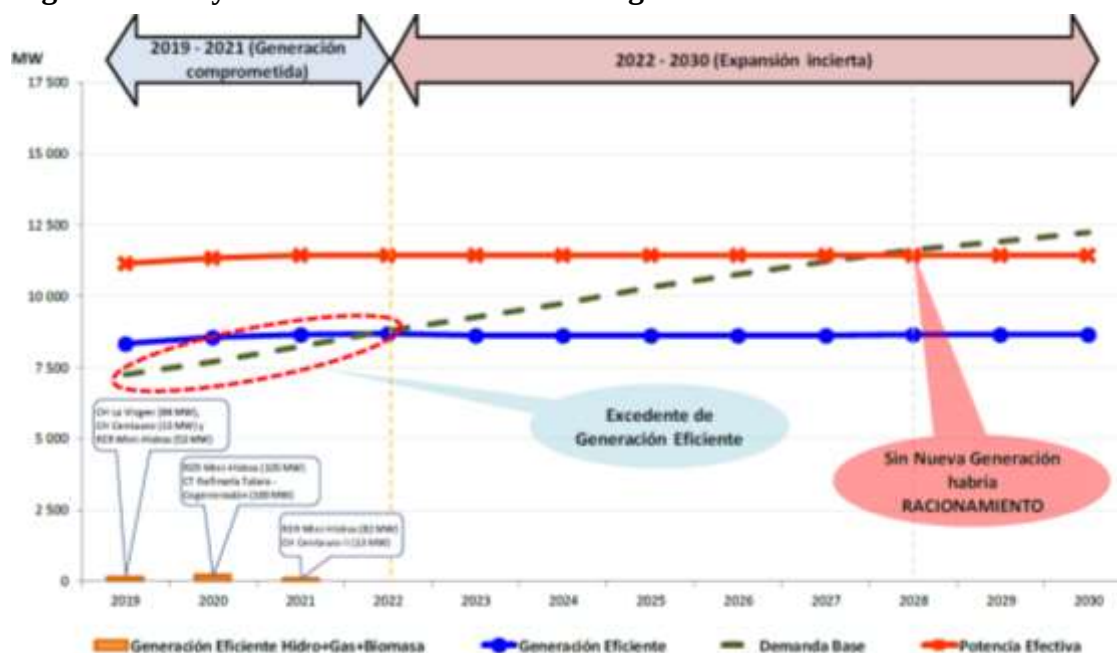
(1) Atlas del Potencial Hidroeléctrico del Perú – (DGER-MINEM, BM y GEF), Marzo 2011
 (2) Atlas del Potencial Eólico del Perú – (<http://www.foner.gob.pe/atlas-eolicos/brp.asp>)
 (3) Plan Maestro de Electrificación Rural con Energía Renovable en el Perú (DGER-MINEM)
 (4) Fuente MINEM – Balance Oferta / Demanda 2013-2017

Fuente: Sayas (2019)

Los números evidencian que no se está explotando el 100 % de los recursos energéticos. Como fuente hidráulica, solo se ha explotado, hasta este momento, el 7.5 %, y es mucho menos en el caso del potencial eólico y solar, ya que está por debajo del 1 %.

Hasta este punto no se observa mayor problema; sin embargo, véase la proyección de la demanda de energía (Figura 30).

Figura 30. Proyección de la demanda de energía



Fuente: Sayas (2019)

De acuerdo con la figura, solo se tienen, a la fecha, proyectos de generación hasta el 2021. Sin embargo, las proyecciones de la demanda indican que, de no seguir incrementando la capacidad de generación, en el 2022 la atención de la demanda no sería eficiente, es decir, los precios se elevarían, y no solo eso. Si no se presentan inversiones en los años posteriores, para el 2028, o incluso antes, se podría padecer de racionamientos de energía.

Por otro lado, en la actualidad las licitaciones que son convocadas por los distribuidores comprometen contratos con plazos mayores a los cinco años, con precios congelados que, en el tiempo, no pueden ser modificados. Estos precios son trasladados a los consumidores regulados por un largo plazo, haciendo innegociable dicha tarifa por el periodo del contrato. Es así que, en la actualidad, las tarifas que se pagan por el consumo en nuestros hogares son elevadas con relación al precio de mercado de hoy en día. Esto se debe a que los contratos fueron firmados desde hace más de cinco años, cuando el sistema eléctrico peruano estaba predominado por tres generadores, los cuales regulaban el precio, habiéndose celebrado en ese entonces contratos con tarifas elevadas que hasta hoy se pagan.

Como se explicó en el capítulo 3 sobre las tarifas, el pago a las generadoras se hace a través del reconocimiento de la potencia instalada (costos fijos= inversión + OyM) y la energía

producida (costos variables). El cálculo del pago correspondiente a cada generadora es responsabilidad del COES. En ese contexto, el mercado actual no resulta atractivo para las inversiones en RER, dado que, en el caso de las eólicas, la potencia podría variar dependiendo de las condiciones climáticas y, por lo tanto, no se le podría considerar como potencia firme. En el caso de las solares, su potencia está condicionada a la energía solar, la cual solo se presenta en horas del día, por lo que tampoco podría considerarse dentro de la reserva fría.

En los casos explicados de las eólicas y solares, estas solo entran al sistema para despachar la energía que tienen en el momento, y se le reconoce solo los costos variables mas no los fijos, o sea, los costos de producción. Por esta razón, las tarifas de estas RER no logran cubrir el total de la inversión y los costos de OyM, lo que ahuyenta las inversiones.

5.1.1. Generación Hidroeléctrica y Térmica

Cerca del 90% de la demanda eléctrica del país es atendida con centrales hidroeléctricas y térmicas. Desde la mirada operativa, la diferencia radica en la fuente primaria que usa cada una. En el caso de la hidroeléctrica se aprovecha la fuerza potencial generada por la caída de agua para mover una turbina y aprovechando un campo magnético generar energía eléctrica. Para una térmica en cambio el movimiento de la turbina se da a través del consumo de combustibles tales como carbón, derivados de petróleo o gas, los cuales son considerados fuentes de energía no renovables. En este contexto de las energías primarias usadas por cada tipo de central, en el caso de las térmicas, no existe mayor restricción para su ubicación, ocurriendo si en el caso de las hidroeléctricas.

Por otro lado, visto desde el cuidado ambiental ambas impactan en etapas diferentes. Mientras que para la generación de energía de las térmicas se generan gases de efecto invernadero (en menor medida en el caso de térmicas con gas natural), en el caso de las hidroeléctricas la afectación se da durante la construcción de esta, dada la gran cantidad de área afectada, además de los cambios en el cauce de los ríos. En ambos casos estos impactos con mitigados por los estudios ambientales correspondientes.

Asimismo, la generación de la potencia máxima de cada central difiere. En el caso de las térmicas, estas pueden entregar su máxima potencia en cualquier momento, mientras que las hidroeléctricas están supeditadas a las épocas de lluvia.

Analizando los tiempos de instalación, una central térmica se instala mucho más rápido que una hidráulica, siendo además que el costo de instalación de una central térmica es significativamente menor en relación con una hidráulica. Sin embargo, el costo de generar energía es mayor en el caso de una térmica que una hidráulica.

En el tiempo, un MWh generado por una central hidráulica es menor que el generado por una térmica.

5.2. Análisis de la transmisión y distribución en el Perú

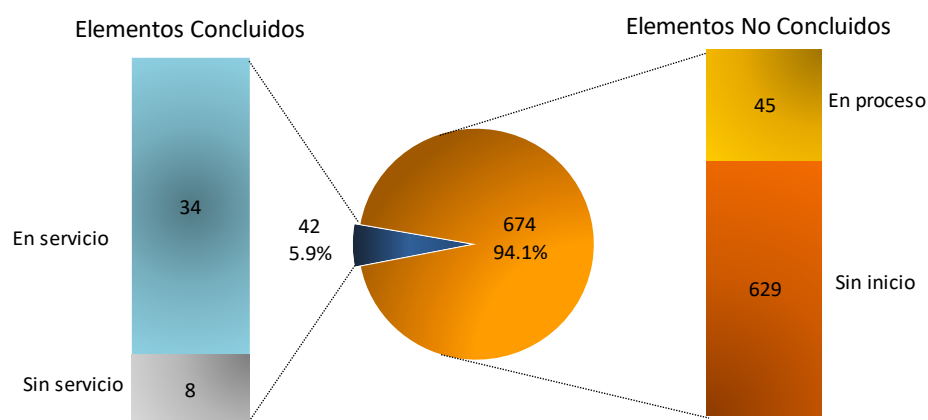
Tanto los sistemas de transmisión como los de distribución son monopolios naturales, sobre los cuales se tiene intervención del Estado a través del Osinergmin para asegurar tarifas eficientes y servicios de calidad.

La actividad de transmisión resulta ser un negocio con una rentabilidad asegurada (menor que la de los generadores) por lo que implica un menor riesgo económico. En ese sentido, la actividad de transmisión en el Perú en los últimos años se ha tornado atractiva para inversores de todo el mundo (europeos y asiáticos inclusive), lo que ha originado una competencia de precios ofertados, los cuales serán más atractivos en la medida en que las empresas ofertantes sean más eficientes en sus operaciones.

Uno de los problemas que se presenta en transmisión es el bajo porcentaje de ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones en Transmisión, lo cual se viene presentando de forma recurrente desde los planes del 2009.

Figura 31. Plan de inversiones en transmisión 2017-2021

PLAN DE INVERSIONES EN TRANSMISIÓN 2017 - 2021
RESULTADOS GLOBALES(%) EMPRESAS ESTATALES



Fuente: Sayas (2019)

En la Figura 31, se puede ver que, del total de instalaciones previstas en el Plan de Inversiones, solo el 6 % ha sido ejecutado a tiempo, en tanto que el resto aún presenta retrasos. Entre las causas más comunes de retrasos se encuentran: la evaluación ambiental (ocho meses); proceso de licitación (cuatro meses); previos a la licitación, tales como el perfil y viabilidad técnica (un año como mínimo); entre otros.

De otro lado, el Plan de Inversiones no concuerda con el Plan de Transmisión, por lo que las decisiones que se toman son poco efectivas.

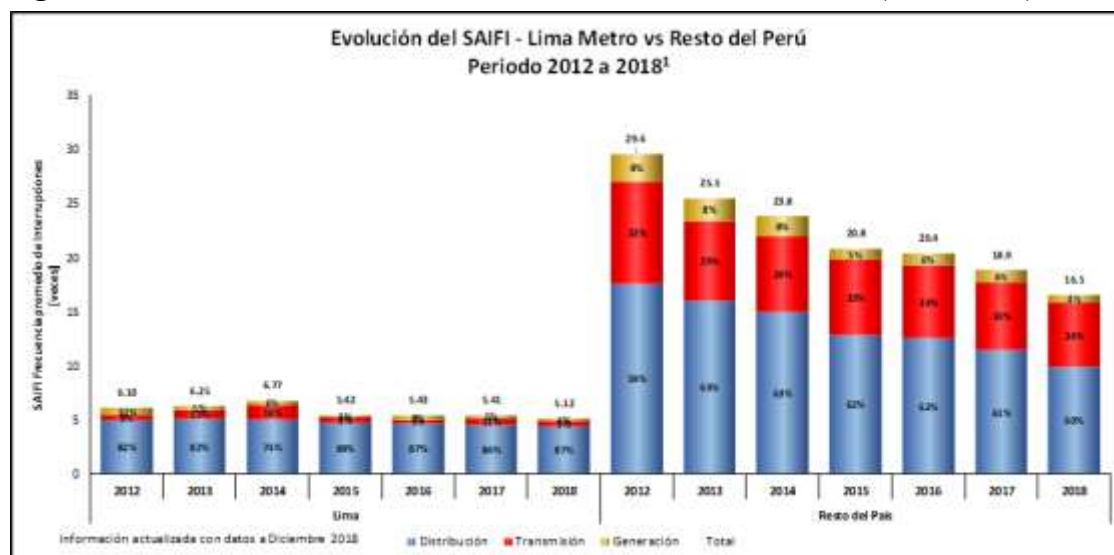
Las consecuencias que trae consigo el retraso de los planes de inversión y/o planes de transmisión, entre otras, son:

- Deterioro de la calidad del servicio, racionamiento y reclamo de la población.
- Restricción temporal de generación para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica en el sistema eléctrico.
- Requerimiento de generación adicional-incremento tarifario.

Para el caso de la actividad de distribución, es necesario indicar que no existe un plan de distribución actualmente; sin embargo, se encuentra en proceso de reglamentación, lo cual será de mucha utilidad para lograr un crecimiento sostenible de la distribución en el país.

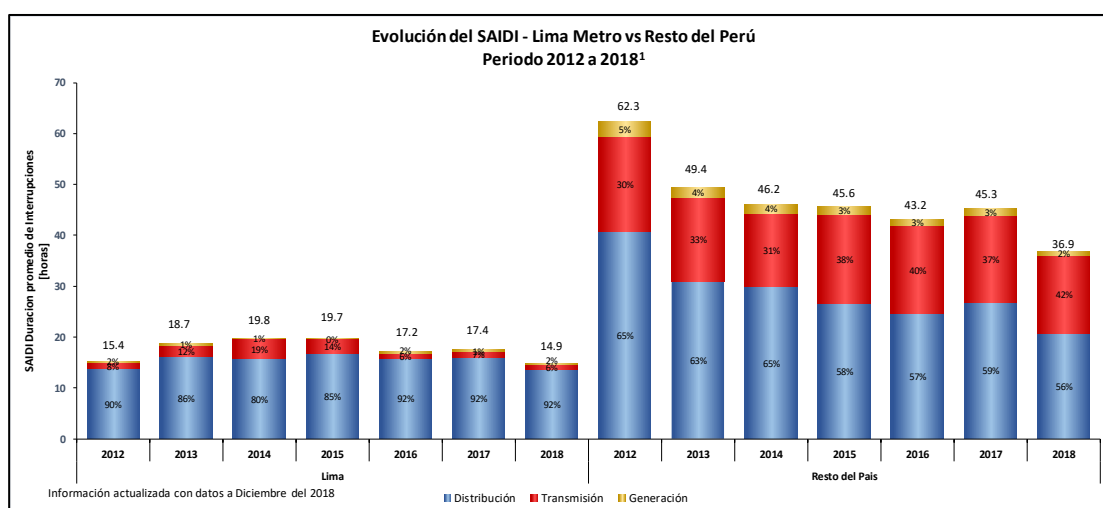
Para medir la calidad del servicio de distribución, se usan los indicadores SAIDI (System Average Interruption Duration Index o Duración de las Interrupciones por Usuarios del Sistema) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index o Índice de Frecuencia de Interrupciones). Las figuras siguientes (Figuras 32 y 33) muestran la evolución de estos indicadores en Lima Metropolitana y provincias.

Figura 32. Evolución del SAIFI - Lima Metro vs. resto del Perú (2012-2018)



Fuente: Sayas (2019)

Figura 33. Evolución del SAIDI - Lima Metro vs. resto del Perú (2012-2018)



Fuente: Sayas (2019)

De acuerdo con lo observado, es notoria la mejora de calidad en las provincias fuera de Lima Metropolitana. Esta mejora va de la mano con las reformas implementadas y descritas en

el capítulo 3, sobre la mejora en los incentivos para las empresas de distribución que permiten llegar a las zonas rurales.

A pesar de ver mejoras en el servicio de distribución, uno de los problemas relevantes es el sistema tarifario.

Si bien es cierto se reconoce el VAD, el cálculo de este se realiza sobre la base de costos definidos por el regulador, que muchas veces no reflejan la realidad y que ocasionan, además, que el supuesto “incentivo” no sea atractivo para la ejecución de proyectos rurales o de subtransmisión (SCT). Es por ello que, aun indicando en el Plan de Transmisión al distribuidor como opción para construir, operar y mantener instalaciones del SCT, no resulta muy atractiva para el distribuidor la propuesta, dado que los costos estándar definidos no cubren sus expectativas. Cuando ello sucede, el Estado puede decidir licitar dicha obra.

Compárense los resultados de SAIDI y SAIFI con otros países del mundo (Figuras 34 y 35).

Figura 34. Mapamundi del SAIFI



Fuente: Sayas, L. (2019)

Figura 35. Mapamundi del SAIDI



Fuente: Sayas (2019)

Se observan grandes diferencias en comparación con países del primer mundo. Por ejemplo, si nos comparamos con Países como Francia, nuestro SAIFI es aproximadamente el cuádruplo. Es decir que mientras que en Lima Metropolitana se presentan 5.12 fallas por año, en Francia la frecuencia de fallas es de 1.21 por año. Y si hacemos la comparación con respecto al SAIDI, mientras que en Lima Metropolitana se presentan 894 horas de corte de energía al año, en Francia este indicador es de 53 horas por año.

Definitivamente el suministro de energía presenta oportunidades de mejora para alcanzar elevados estándares de calidad, sobre todo en las localidades fuera de Lima Metropolitana.

5.3. Análisis de la comercialización en Perú

No existe un ente dedicado exclusivamente a la comercialización de la electricidad como tal en el Perú.

La actividad de comercialización se ve como un proceso que es llevado a cabo por los distribuidores y generadores, quienes ofrecen energía a los usuarios libres, y es entonces donde la competencia es alta porque, por un lado, el generador es capaz de ofrecer energía a precios

bajos y el distribuidor no; sin embargo, la ventaja competitiva del distribuidor se ve ante alguna contingencia en la infraestructura de media o baja tensión del cliente, dado que la respuesta del generador para reponer el sistema es mayor que la capacidad de respuesta del distribuidor. He allí la decisión del usuario libre para escoger su mejor opción en función de los riesgos que quiera tomar.

Como se indicó, no se tienen empresas exclusivas de comercio de energía; no obstante, hay pequeñas empresas que se dedican a buscar buenas ofertas para los clientes que necesitan comprar energía. En ese sentido, y con la finalidad de que sea atractiva para la empresa generadora, este pseudocomercializador podría captar varios clientes y negociar con el generador la demanda total, de tal forma de mejorar los precios.

Conclusiones

Con respecto a la actividad de generación de energía eléctrica, se observa la problemática del planeamiento energético, dado que no existen políticas que permitan el desarrollo óptimo de la generación en el país. Actualmente, la ubicación geográfica y la potencia y energía de las centrales son definidas por el inversionista según su conveniencia. En otras palabras, con las normas actuales, si los privados no se interesan por invertir en generación, ya sea porque el mercado no fuese atractivo o porque no existe un estímulo correcto por parte del estado, se produciría un déficit de energía eléctrica, trayendo consigo el aumento de las tarifas y el racionamiento de energía eléctrica. Ante esta situación se hace importante contar con un plan de generación óptimo basado en un crecimiento económico proyectado por regiones, y además valiéndose de los recursos que como país tenemos y que no están siendo explotados en su totalidad. Para lograrlo es indispensable la intervención del estado brindando políticas que permitan el desarrollo de proyectos de generación de forma responsable y eficiente para el medio ambiente y la sociedad.

La importancia del ingreso de las energías renovables no convencionales (RER: recursos energéticos renovables) dentro de la matriz energética del país radica en: La menor emisión de gases de efecto invernadero (externalidad positiva), menores costos de producción en relación con las convencionales (menos costos variables) y la factibilidad técnica para generar energía eléctrica en zonas aisladas y de difícil acceso. Sin embargo, estos beneficios deben superar a los costos que implican su implementación y OyM. Con las políticas actuales, los ingresos son garantizados a las RER (Ingreso mínimo anual) y se constituyen de: La venta de energía y Compensaciones sociales. Es decir, no es suficiente el tiempo que ingresan las RER al mercado spot para cubrir su ingreso mínimo anual, por lo que se recurre a compensaciones sociales. En conclusión, se deben establecer políticas claras y consistentes que promuevan el desarrollo sostenible de las RER en el país y que les permitan competir.

Existen retrasos en la ejecución de proyectos de transmisión de energía, evidenciándose una baja ejecución del plan de transmisión (alrededor del 6%), lo que limita al despacho de la energía ofertada por los diversos generadores. Dichos retrasos se generan desde el proceso de licitación (4 meses en promedio), hasta la ejecución del proyecto. Podemos citar por ejemplo los permisos ambientales, los cuales podrían tomar hasta 24 meses para la evaluación ambiental

dependiendo del tipo de estudio ambiental que se deba hacer. Y es que los plazos de construcción de los proyectos no son dados por el ministerio relacionado (en este caso el MEM), sino por Proinversión a través de una comisión que no tiene los criterios suficientes para establecer un plazo óptimo de ejecución. Podemos también citar a la ley de consulta previa la cual podría dejar sin efecto un proyecto con un estudio ambiental e ingenierías ya aprobadas. En ese contexto es que se hace necesaria la revisión de los procesos de licitación desde su concepción, con el fin de eliminar reprocesos y eliminar la burocracia, así como facilitar la construcción de los proyectos de Transmisión dado que su impacto al medioambiente no es significativo.

Si bien se han establecido políticas en la actividad de distribución con la finalidad de llevar energía a más peruanos, sobre todo a las zonas rurales, estas no son atractivas para las empresas de distribución dado que la retribución por ampliar las redes de distribución no justifica su ejecución, y es que estas retribuciones se basan en costos idealizados con discrecionalidad de Osinergmin. Es por ello que se deben sincerar los costos sobre los cuales se calculan las tarifas de distribución (VAD) a través de una reforma del sistema tarifario de distribución.

El desarrollo de un país tiene una relación con los indicadores de SAIDI y SAIFI, los cuales nos expresan la calidad de energía eléctrica de un país, y que podemos relacionarla con las inversiones realizadas ya que un sistema enmallado es más confiable, pero requiere de una adecuada inversión. Dichas inversiones se hacen necesarias por el crecimiento de la demanda eléctrica, el cual está relacionado con: el crecimiento de la industria del país, mayor acceso a la electricidad y mayor poder adquisitivo para compra de artefactos eléctricos en los hogares.

Los clientes regulados son abastecidos por las empresas de distribución y tienen tarifas fijadas que en muchas ocasiones han sido cuestionadas, sin embargo, se debe aclarar que las normativas actuales tienen mucho que ver al respecto. Los contratos entre distribuidores y generadores son de largo plazo, mayores a 10 años y en ese sentido estos no se ajustan a la realidad del momento. Es así que los actuales contratos fueron firmados alrededor del 2009 cuando no existía mayor competencia en generación, producto de lo cual los precios eran elevados. Hoy en día los generadores tienen precios más competitivos sin embargo los precios establecidos en su momento se respetan, y no se pueden volver a negociar hasta que culminen. Se espera que estos contratos que están por terminar en los próximos años puedan mejorar sus

tarifas, además de establecer una reforma que permita ajustar las tarifas en función de los precios del mercado, para beneficio de los consumidores.

Los clientes libres pueden elegir entre generadores o distribuidores para abastecerse de energía, encontrando precios competitivos que inclusive pueden llegar a ser mejores que los de un cliente regulado. Es usual que la oferta en precio de los generadores sea mejor que la de distribuidores, sin embargo, el riesgo asociado al tiempo de reposición del servicio en caso de falla, es mayor con un generador que con un distribuidor por la cercanía a la instalación.

Bibliografía

- Aragón, I. (2012). El mercado de la electricidad en el Perú. *Revista de Derecho Administrativo*, 2(12), 165-174. Recuperado de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13529>
- Arreola-Rosales, J. (29 de febrero de 2016). La asimetría de la información: ¿puede ayudar en tu negocio? [mensaje en un blog]. Recuperado en <https://es.weforum.org/agenda/2016/02/la-asimetria-de-la-informacion-puede-ayudar-en-tu-negocio/>
- Bellato, R. (14 de agosto de 2017). La Argentina lidera el consumo de gas en América Latina, pero cayó su producción. *Econo Journal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2017/08/la-argentina-lidera-el-consumo-de-gas-en-america-latina-pero-cayo-su-produccion/>
- Berumen, S. (Coord.). (2012). *Lecciones de economía para no economistas*. Madrid: ESIC Editores.
- Comisión de Integración Energética Regional [CIER]. (2013). *Regulación Sector Eléctrico – Perú*. Recuperado de <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/peru>
- Congreso de la República del Perú. (24 de septiembre de 2015). Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú (Decreto Legislativo N° 1221). *Diario Oficial El Peruano*. Lima, Perú. Recuperado de <https://busquedas.elperuano.pe/download/url/decreto-legislativo-que-mejora-la-regulacion-de-la-distribucion-decreto-legislativo-n-1221-1291565-11>
- Dammert, A, García R. y Molinelli, F. (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Dammert, A, Molinelli, F. y Carbajal, M. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Osinergmin.
- Ley, N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la energía eléctrica. (23 de julio de 2006). *Diario Oficial El Peruano*. Lima, Perú. Recuperado de <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/732274-28832>
- María Troche. (2018). *Las Externalidades Ambientales*. (Trabajo de grado). Universidad Autónoma de Reencarnación, Paraguay. Recuperado de: <http://www.unae.edu.py/ojs/index.php/invjuridica/article/download/96/93>

- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2010). Anuario Ejecutivo de Electricidad. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_publicacionesDownload.php?idPublicacion=614
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2011). Anuario Estadístico de Electricidad. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=13285
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2012). Anuario Estadístico de Electricidad. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=13034
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2013). Anuario Estadístico de Electricidad. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=11738
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2014). Anuario Estadístico de Electricidad. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2015). Anuario Estadístico de Electricidad. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=9225
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2016). Anuario Estadístico de Electricidad. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=8598
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2017). Anuario Estadístico de Electricidad. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=8599
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2018). Anuario Estadístico de Electricidad. Recuperado de: <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=6&idTitular=3906>
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2019). Anuario Estadístico de Electricidad. Recuperado de: <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=6&idTitular=3903>
- Organización Latinoamericana de Energía [OLADE]. (s. f.). *OsieLAC – Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe*. Recuperado de: <http://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/InfogramaBalanceEnergeticoSimplificado.aspx?or=545&ss=2&v=3>
- Osinergmin. (2016). Anuario Estadístico. Lima, Perú: Gerencia de Regulación de Tarifas.
- Osinergmin. (2017). Anuario Estadístico. Lima, Perú: Gerencia de Regulación de Tarifas.

- Osinergrmin. (2018). Anuario Estadístico. Lima, Perú: Gerencia de Regulación de Tarifas.
- Osinergrmin. (2019). Anuario Estadístico. Lima, Perú: Gerencia de Regulación de Tarifas.
- Sayas, L. (2019). *Transmisión y Distribución: Perspectivas de planes de desarrollo eficiente en el Perú* [diapositivas de PowerPoint]. Lima, Perú: Osinergrmin.
- Schmerler, D., Salvador, J., Montesinos, J. y Zurita, V. (eds.). (2017). *Políticas regulatorias aplicadas a los sectores de energía y minería*. Osinergrmin. Recuperado de https://www.osinergrmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergrmin-Policas-Regulatorias-Aplicadas-Energia-Mineria.pdf
- Statkraft. (s. f.). ¿Por qué el sector eléctrico es clave para el desarrollo del país? [mensaje en un blog]. Recuperado de <https://www.statkraft.com.pe/prensa/statkraft-blog/analisis-del-sector/por-que-el-sector-electrico-es-clave-para-el-desarrollo-del-pais/>
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. y Vilches, C. (eds.). (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Osinergrmin. Recuperado de https://www.osinergrmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergrmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf