

Sector Energía

Informe Sectorial

En los últimos años, debido al mayor incremento de la oferta de generación respecto a la demanda, el mercado peruano de generación eléctrica se ha vuelto más competitivo. En el Perú, el despacho de energía se hace en función a la eficiencia en la generación de una unidad adicional de energía (representado por el costo marginal de cada central), por lo que se prioriza el despacho de energía producida por las centrales más eficientes: primero las centrales renovables no convencionales (RER), luego las hidráulicas (C.H.), luego las térmicas (C.T.) a gas natural – GN – (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), R500 y diésel.

Considerando que la generación hidroeléctrica depende de la disponibilidad del recurso hídrico, y que su disponibilidad disminuye en el periodo de estiaje (entre junio y diciembre), los generadores buscan tener un parque de generación que logre complementar la generación hidráulica con la térmica y así poder implementar una estrategia comercial donde tengan la posibilidad de despachar energía al sistema durante todo el año.

Las generadoras compiten en el mercado para abastecer de energía a los clientes regulados (distribuidoras) y a los clientes libres (consumidores que demandan más de 2.5 MW) a través de contratos de abastecimiento de energía, denominados *Power Purchase Agreements (PPA)*, de mediano o largo plazo entre generadores y distribuidores y/o clientes libres.

Notar que aquellos clientes conectados al SEIN que tengan una potencia contratada entre 0.2 MW y 2.5 MW, pueden elegir entre la condición de clientes libres o regulados (rango optativo). De esta forma, ante la mayor competencia, muchos clientes regulados han optado migrar hacia ser clientes libres para obtener precios más competitivos.

Según los datos del COES, durante el 2018, la potencia efectiva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ascendió a 12,581.4 MW, superior a la mostrada al cierre del 2017 (11,958.3 MW). Este incremento se concentró en la mayor potencia de renovables, la cual aumentó a 985 MW (555 MW a diciembre 2017), debido a la entrada de la Central Solar Rubí y la Central Eólica Wayra I de Enel Green Power Perú S.A. (144.5 y 132.3 MW de potencia efectiva, respectivamente); y a la mayor potencia térmica por la entrada del ciclo combinado de Termochilca (123.6 MW).

En línea con lo descrito, a diciembre 2018, la participación térmica (sin incluir bagazo y biogás) en la potencia efectiva total disminuyó ligeramente a 55.2% (56.5% a diciembre 2017), mientras que la participación hidráulica (incluyendo hidroeléctrica renovables) disminuyó a 39.3% (40.3% a diciembre 2017).

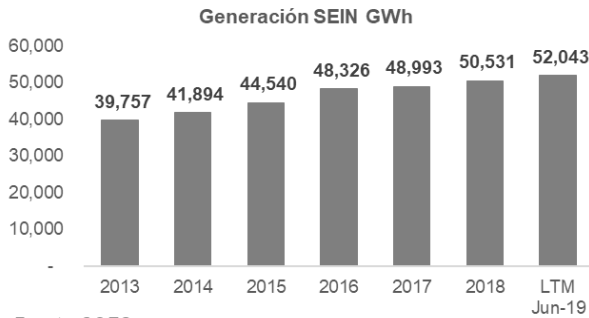
Cabe destacar el incremento de la participación de los RER, la cual aumentó a 7.8% (4.6% a diciembre 2017). Sin embargo, se debe considerar que esta participación incluye la potencia efectiva de las hidroeléctricas RER. Si consideramos sólo las RER no convencionales, su participación disminuye a 5.6% (3.1% al cierre del 2017).

Por otro lado, es importante mencionar que, del total de la potencia efectiva de centrales térmicas, el 55.8% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea, seguido por diésel con 33.7%. Sin embargo, se debe considerar que la alta participación del diésel se debe a las centrales de reserva fría y al nodo energético del sur.

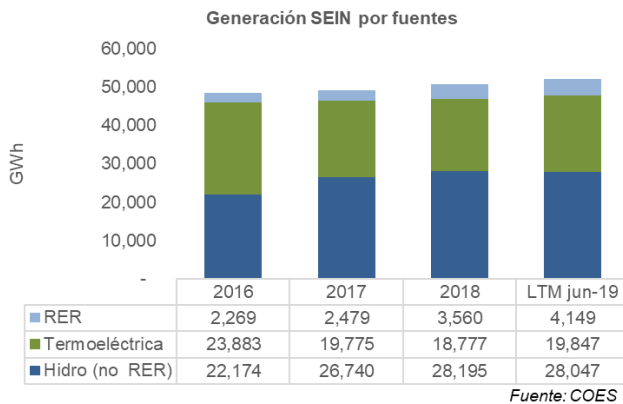
De la misma manera, durante los primeros seis meses del año, la potencia efectiva creció a 12,859.8 MW, creciendo en 2.2% respecto al cierre del 2018. Este incremento se debió a la entrada de cinco centrales nuevas y el reingreso de la C.H. Callahuanca, la cual salió de operación, en el 2017, por los daños causados por el fenómeno El Niño costero. De esta manera, el incremento de potencia por entrada de nuevas centrales fue de 47.6 MW de potencia hidroeléctrica y de 7.5 MW de potencia termoeléctrica.

Por su parte, la energía generada en el 2018 alcanzó los 50,531.4 GWh, creciendo en 3.1% respecto al 2017. Así, la tasa de crecimiento se encontró por debajo de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 4.8% entre los años 2014 y 2018.

Además, la energía producida en los últimos 12 meses terminados a junio 2019, sumaron 52,043.5 GWh. Respecto a la generación por fuentes, el 53.9% fue de origen hidráulico (sin RER), seguido por 38.1% de origen térmico y 8.0% de origen RER.



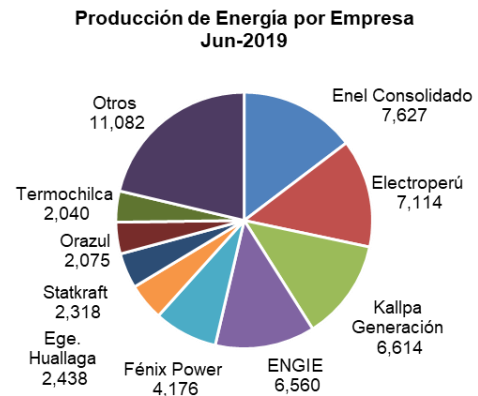
De esta manera, la producción hidráulica se mantuvo respecto al 2018, mientras que la termoeléctrica creció en 5.7% y la RER, en 16.6%, debido al año completo de operación de las centrales que entraron en el 2018.



Respecto al incremento de la generación RER; se espera que mantengan esta participación una vez que los proyectos adjudicados en la última subasta RER entren en operación comercial. Al momento de elaboración del informe, no se ha anunciado la quinta subasta RER.

Se debe destacar que, en agosto del 2018, el MINEM anunció que la nueva meta respecto a la energía renovable será que el 15% de la matriz energética será generada con energías renovables para el 2030.

En relación a la potencia efectiva por empresas, las generadoras con mayor participación fueron Engie (19.5% del total), seguido por Kallpa (12.7%), Enel Generación (11.7%), Samay (5.6%) y Fénix Power (4.5%). Sin embargo, si consideramos el total de potencia efectiva de empresas estatales, estas suman una potencia efectiva de 1,552 MW y tienen una participación del 12.2%.

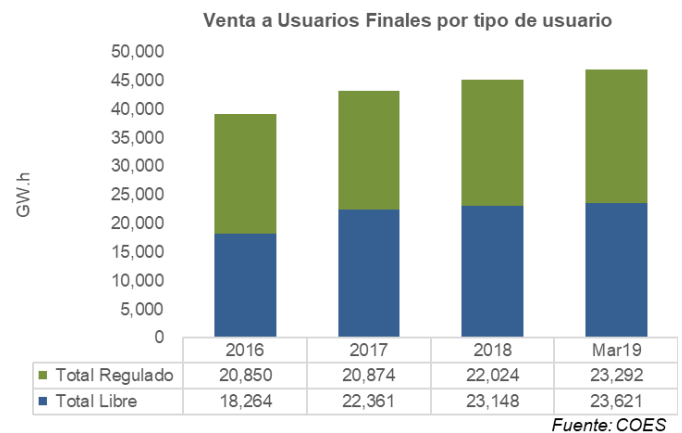


La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con una tasa promedio anual de 4.3% en el último quinquenio, producto de la mayor actividad minera y manufacturera.

Durante los 12 meses terminados en junio 2019, la máxima demanda fue en marzo, la cual ascendió a 6,990.7 MW, superior en 1.5% a la máxima demanda registrada durante el 2018.

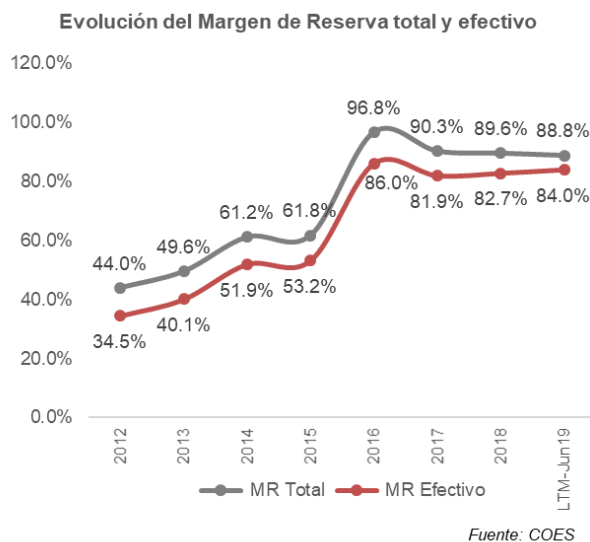
Respecto a la demanda de usuarios libres, el último dato disponible es a marzo 2019, mes que contó con una máxima demanda de usuarios libres de 3,611.6 MW, representando 51.7% de la demanda máxima total del año móvil a marzo 2019.

Respecto al número de usuarios, a marzo 2019, se registraron 836 usuarios libres y 7'614,577 usuarios regulados. Sin embargo, la venta a usuarios libres representó 51.8% de las ventas totales de energía por GWh y 34.9% de las ventas por facturación.



Evaluando el consumo de energía de usuarios libres por actividad económica, destaca la participación de la industria minera, empresas de fundición y de comercio, con 56.2%, 6.8% y 4.0% de la demanda total de usuarios libres, respectivamente. Del mismo modo, destaca el crecimiento del consumo de la industria minera, otros industriales y el sector alimenticio, los cuales contribuyeron con el 27.2%, 14.1% y 11.4% del crecimiento total, respectivamente.

Considerando el contexto de sobreoferta actual, el margen de reserva se ha elevado por encima del margen óptimo establecido. A continuación, mostramos la evolución del margen de reserva total y efectivo (calculados en función a la potencia instalada y a la efectiva, respectivamente).



Sin embargo, se debe considerar que este cálculo incluye las plantas de reserva fría y el nodo energético del Sur. De esta manera, si no incluimos estas centrales en el cálculo, el margen de reserva efectiva y total disminuiría a 54.9% y 70.0%, respectivamente.

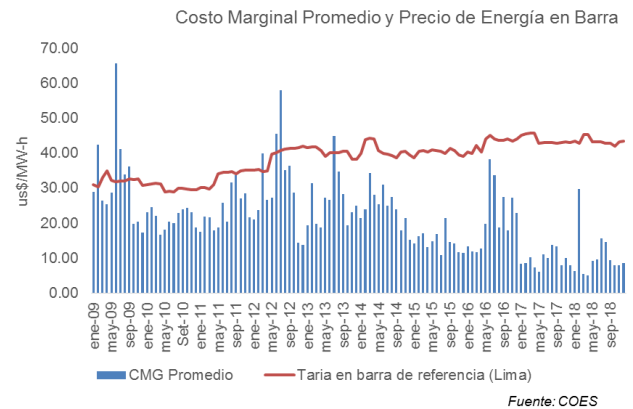
Cabe resaltar que el contexto de sobreoferta actual ha tenido un impacto importante en las condiciones pactadas en los nuevos contratos de suministro de energía. De esta forma, a junio 2019, se mantenían contratos de potencia contratada fija y variable por 7,351 MW y 586 MW, respectivamente.

De la misma manera, los contratos con clientes libres representan el 46.0% de la potencia total contratada, por debajo del 54.0% destinado a usuarios regulados. Además, se debe mencionar que los usuarios libres mantenían contratos con una duración promedio de 8.0 años, mientras que los regulados, de 11.6 años.

Ese contexto ha tenido un profundo efecto en la evolución de los precios de energía. De esta manera, durante los 12 meses terminados a junio 2019, el mayor costo promedio marginal del sistema fue US\$9.83/MWh (7.9% por encima del promedio de la barra de referencia), mientras que el menor

costo marginal promedio fue US\$8.6/MWh (6.1% por debajo del promedio de la barra de referencia).

Se debe destacar que la caída de precios respecto al 2018 (de US\$10.76/MWh a US\$9.11/MWh) se debe a un incidente en el ducto de transporte de líquidos de gas natural de Camisea en febrero del 2018, que detuvo el abastecimiento normal de gas de Camisea por unos días para las empresas generadoras del país, aumentando el costo marginal promedio en la barra de Santa Rosa, de US\$6.33/MWh en enero 2018, a US\$29.68/MWh en febrero 2018.



Adicionalmente, el costo marginal sufrió un incremento debido al mantenimiento de la planta de Malvinas, del 27 de julio 2018 al 03 de agosto 2018, lo cual incrementó el costo marginal promedio en la barra de Santa Rosa, de US\$9.5/MWh en junio 2018, a US\$15/MWh en julio y agosto 2018.

Además, se debe considerar que, a partir de octubre 2017, los costos marginales son calculados por el COES como la suma del Costo Marginal de Energía y el Costo Marginal de Congestión, calculado por cada barra del SEIN. Con excepción de un evento de congestión en las líneas de transmisión, los costos marginales de cada barra no deben variar significativamente respecto a la barra de referencia (Santa Rosa 220 kV).

Según Osinergmin, entre los anuncios de inversión privada de centrales de Generación eléctrica para el periodo 2019-2021, se cuentan con seis proyectos con avances, cuyo monto de inversión asciende a US\$190.7 millones. Se debe considerar que un importante número de proyectos anunciados se encuentran paralizados.

En este contexto, sólo 9 de los 24 proyectos anunciados para el periodo 2019-2023, cuentan con avances y no se encuentran paralizados.

Principales Proyectos de Generación

Central	Provincia	Empresa	Potencia MW	Fecha de puesta en operación comercial
1 C.H. La Virgen	Junín	La Virgen	84	3T2019
1 C.H. Curibamba	Junín	Enel	195	2T2021
2 C.H. Veracruz	Amazonas	Cía. Energética Veracruz	635	1T2022
3 C.H. San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	1T2022
4 C.H. Chadín II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinergmin

Apoyo y Asociados prevé que, si en los próximos años no se inicia la construcción de capacidad adicional de generación eficiente, el crecimiento de la demanda obligará a utilizar fuentes menos eficientes, elevando significativamente los precios transados. Sin embargo, las condiciones actuales del mercado no incentivan la inversión necesaria para estas inversiones; y, debido al largo tiempo de construcción que requiere una generadora, este incremento en los precios se mantendría en el mediano plazo.

Temas regulatorios

Respecto a la comercialización de energía, según la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de generación eléctrica, publicado el 23 de julio del 2006, establece que los Usuarios que consuman energía dentro del rango que se establezca en el reglamento vigente, podrán acogerse a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado.

Sin embargo, este cambio de condición requerirá un preaviso con anticipación no menor a un año; y si el usuario cambia de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor a tres años.

Durante el 2018, se promulgó la Resolución Ministerial N°196-2018-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 38.9% para el periodo comprendido entre mayo 2018 hasta abril 2019, manteniéndose respecto al establecido para mayo 2017 – abril 2018. En la misma Resolución se estableció el margen de 39.9% y 36.7%, para los periodos entre mayo 2019 hasta abril 2020, y mayo 2020 hasta abril 2021, respectivamente.

El 1ro de enero del 2018, entró en vigencia el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), aprobado con D.S. N°026-2016-EM, conformado por: i) el mercado de corto plazo (MCP); y ii) los mecanismos de asignación de servicios complementarios, entre otros.

En dicho reglamento, se establece que el COES autoriza a los Generadores como los participantes autorizados a vender sobre la base de inyecciones de energía de las centrales de su titularidad en operación comercial. Por su parte, los participantes que están autorizados a comprar en dicho mercado son: i) los generadores para atender sus contratos de suministro ii) los distribuidores para atender la demanda de usuarios libres hasta por un 10% de la máxima demanda

registrada en los últimos 12 meses; y, iii) los Grandes Usuarios (Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW) para atender su demanda hasta por un 10% de su máxima demanda registrada en los últimos 12 meses.

La energía entregada y retirada por los integrantes del MCP será valorizada a costo marginal de corto plazo, el mismo que se determina en las barras de transferencia para cada intervalo de mercado. Cabe mencionar que este costo marginal también puede entenderse como el costo de producir una unidad adicional de electricidad en cada barra del sistema.

Cabe mencionar que todos los participantes del MCP (con algunas excepciones para el caso de los participantes generadores) estarán obligados a ciertos requerimientos para poder ejercer actividad en dicho mercado.

Entre los más relevantes figuran que los participantes deberán contar con garantías que aseguren el pago de sus obligaciones y/o que los Grandes Usuarios cuenten con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de sus instalaciones.

Hasta el 1ro de octubre del 2017, se encontraba vigente el Decreto de urgencia N°049-2008, el cual estableció reglas excepcionales para determinar los Costos Marginales Idealizados y el cargo adicional al peaje de conexión.

A partir de dicha fecha, los costos marginales son calculados por el COES considerando las restricciones reales en la transmisión eléctrica y el transporte de gas, definidos como la suma del Costo Marginal de Energía y el Costo Marginal de Congestión.

Mediante Decreto Supremo N°019-2017-EM se modificó la frecuencia con la cual los generadores que utilicen el gas natural como combustible declaren su precio único de gas, de una vez al año en el mes de junio a dos veces al año; uno en mayo para el periodo de estiaje y otro en noviembre para el periodo de avenida.

En diciembre 2017, mediante el Decreto Supremo N°043-2017-EM se estableció el valor mínimo para la declaración única del precio de gas natural correspondiente al valor de la parte variable del contrato de suministro suscrito entre el productor y el generador eléctrico.

El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, será calculado por cada generador, y su cálculo será verificado por el COES. Asimismo, se regresó a una declaración anual de precios.

El 13 de diciembre del 2017, se publicó el Decreto Supremo 040-2017-EM, con el cual se estipula: a) Que en casos de Situación Excepcional el COES podrá emitir disposiciones para la operación del SEIN (por ejemplo, exceder las tolerancias de tensión y frecuencia) a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha Situación Excepcional; y, b) Que las empresas entreguen información de inflexibilidades operativas de las unidades de generación al COES y OSINERGMIN; así mismo, autoriza a OSINERGMIN disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondiente para lo cual debe aprobar el procedimiento correspondiente.

El 23 de julio del 2018, se publicó el Decreto Supremo 017-2018-EM que establece el nuevo mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia. De esta manera, se activará el mecanismo de racionamiento cuando ocurran situaciones de emergencia, como consecuencia de un desabastecimiento total o parcial de gas natural al mercado interno, y se priorizará la distribución del gas natural a consumidores residenciales y comerciales regulados, establecimientos de venta al público consumidor de GNV y generadores eléctricos.

Por lo tanto, le seguirán en prioridad los consumidores industriales regulados, estaciones de compresión y licuefacción de gas natural, consumidores independientes con contratos de suministro y servicio de transporte. Además, se activará la declaración automática de situación excepcional en todo el SEIN.

De esta manera, el mismo 23 de julio del 2018, el Ministerio de Energía y Minas publicó la Resolución 136-2018-MEM/DGE mediante la cual establece que en los casos que se active el mecanismo de racionamiento por indisponibilidad de gas natural (Decreto Supremo N° 017-2018-EM), el COES realizará un despacho aplicando el criterio de eficiencia reasignando el gas disponible a los generadores más eficientes.

Luego, la norma ordena repartir entre los generadores la energía generada con el Gas Natural reasignado, de manera proporcional al volumen de Gas Natural cedido, y los generadores que cedieron gas pagarán a los que despacharon con gas reasignado, el costo del gas cedido.

El 6 de setiembre del 2018, el Ministerio de Energía y Minas publicó el Decreto Supremo 022-2018-EM, mediante el cual se modifica el reglamento de licitaciones del suministro de electricidad, permitiendo la modificación de plazos, potencias contratadas y su energía asociada, precios firmes y cualquier otro aspecto que determine el valor de los precios unitarios

de venta de potencia y energía, los cuales deben ser aprobados por OSINERGMIN.

El 30 de enero del 2019, se publicó la Resolución Ministerial 030-2019-MEM, en el cual se aprueba el reglamento de la Ley General de Electrificación Rural. De esta manera; se define el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), plan vinculante entre el Estado y los inversionistas privados que requieran subsidios para los sistemas eléctricos rurales.

El 15 de marzo del 2019, se publicó la Resolución Ministerial 078-2019-MEM/DM, en la cual se declara en emergencia el suministro de Gas Natural por los días 16, 17 y 18 de marzo 2019.

El 24 de abril del 2019, se publicó la Resolución Ministerial 123-2019-MEM/DM, en la cual se crea el Centro de Operación de Emergencia (COE) del sector de Energía y Minas, el cual se encuentra encargado de obtener, recabar y compartir información sobre el desarrollo de emergencias y desastres o peligros inminentes y proporcionar la información procesada disponible que requieran las autoridades encargadas.

El 7 de julio del 2019, se publicó el Decreto Supremo 014-2019-EM, en el cual se aprueba el reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, con el fin de reducir la incertidumbre en las inversiones garantizando seguridad jurídica en las actividades eléctricas, reducir costos y promover las inversiones privadas sostenibles en el subsector, y facilitar el cumplimiento de la normativa ambiental y la tramitación de los procedimientos de evaluación ambiental.

De esta manera, se determina que la responsabilidad ambiental del titular incluye todas las emisiones, efluentes y todos los aspectos adicionales de sus actividades que pueda generar impactos ambientales negativos, los impactos de las actividades de construcción, operación o abandono de instalaciones, y de contar con una persona encargada de la Gestión Ambiental Interna. Además, deberá contar de manera obligatoria con la certificación ambiental o la modificación de la misma, según sea el caso.

Por otro lado, en el Ministerio de Energía y Minas, el Viceministerio de Energía se reemplazó por el Viceministerio de Electricidad y el Viceministerio de Hidrocarburos.

■ Sector de transmisión

La transmisión de energía se efectúa a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que atraviesa el país de norte a sur, y los Sistemas Aislados (SSAA), los cuales no están interconectados al resto del sistema por dificultades geográficas.

El SEIN está dividido en cuatro sistemas de transmisión: Principal, Secundario, Garantizado y Complementario o SPT, SST, SGT y SCT, respectivamente. Los primeros dos fueron establecidos bajo la Ley de Concesiones Eléctricas. Posteriormente, y luego de que se detectaran algunas deficiencias y poco incentivo para invertir en el sector, el marco regulatorio para el segmento de transmisión sufrió diversas variaciones con un nuevo Decreto Ley (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica). Con esta última se crearon los últimos dos sistemas (SGT y SCT).

Estos sistemas pueden calificarse como líneas principales, que son de uso común (a cargo de empresas concesionarias) y secundarias, que son de uso particular o individual (operadas de forma privada o por empresas concesionarias). El Sistema Principal corresponde a las líneas principales, mientras que el Sistema Secundario, el Garantizado y el Complementario son parte de las líneas secundarias.

La transmisión es considerada un monopolio natural, debido a los altos costos de inversión y a las economías de escala involucradas en la instalación y desarrollo de redes, lo que se evidencia en las barreras naturales del negocio.

En consecuencia, el Estado debe encargarse de que los operadores del sistema de transmisión permitan el libre acceso a sus redes, no cobren precios monopólicos y busquen la mayor eficiencia en sus operaciones.

El OSINERGMIN está encargado de fijar las tarifas del Sistema Principal de Transmisión. Estas se calculan en función del costo total de transmisión, el cual se compone a su vez de: i) la anualidad del costo de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo) de cada sistema; y, ii) sus costos de operación y mantenimiento.

Estos dos rubros se revisan y actualizan cada año por inflación y tipo de cambio y en el caso del Sistema Principal de Transmisión, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se actualiza cada cuatro años y los Costos de operación y mantenimiento cada seis años.

Con el objetivo de solucionar lo anterior y el problema de congestión y sobrecarga de las líneas de transmisión, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006) introdujo medidas como: la creación de un Plan Nacional de Transmisión y la implementación de esquemas para garantizar la remuneración de los Sistemas Garantizados de Transmisión hasta por treinta años, para las nuevas líneas definidas en el mencionado Plan.

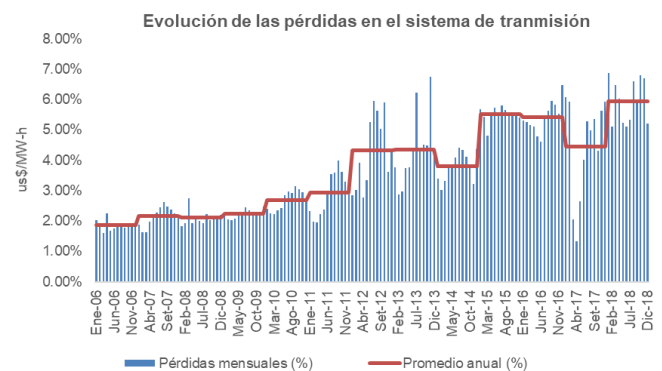
Además, en julio 2008, el Ministerio de Energía y Minas definió los lineamientos para el desarrollo eficiente de la transmisión eléctrica. Dichos lineamientos establecen que el desarrollo y planificación de la transmisión debe hacerse tomando en cuenta que el país requiere de una matriz energética diversificada, la cual asegure el abastecimiento confiable y oportuno de la demanda de energía. Además, se establece que el planeamiento de la transmisión debe convertirse en la herramienta básica para la expansión del SEIN.

Durante los últimos años, el sistema de transmisión de energía eléctrica nacional presentó problemas de congestión y sobrecarga. Esto se debió a que el desarrollo del parque de generación eléctrica se concentra en la zona centro del país, debido a la disponibilidad del gas natural, mientras que la demanda se encuentra dispersa en todo el país.

Lo anterior generó que las líneas de transmisión que se dirigen al norte y al sur del país se sobrecarguen (y en algunos casos se congestionen) y que, por lo tanto, se presenten restricciones para la operación del SEIN.

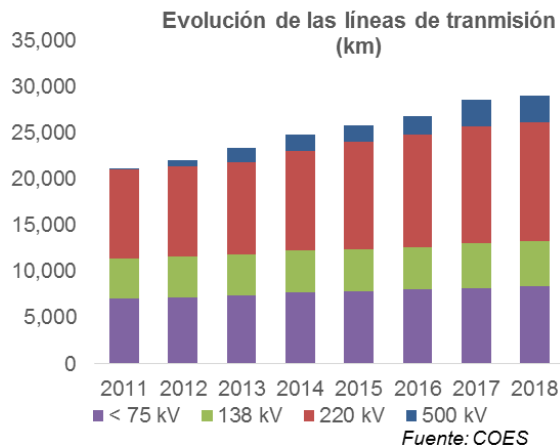
Sin embargo, se debe resaltar que, en los últimos años, se ha realizado un esfuerzo para equilibrar los márgenes de reserva a través de todo el territorio peruano. De esta manera, gracias a la entrada de nuevas centrales en la zona sur del país, los márgenes de reserva efectivos se han reducido a 85.9%, 79.9% y 46.2% en el centro, sur y norte, respectivamente (94.0%, 86.0% y 73.4%, respectivamente en el 2017).

A pesar de la menor brecha de potencia entre las zonas del país, las pérdidas del sistema de transmisión se han incrementado en el 2018. Este incremento continúa la tendencia creciente que se mantiene desde inicios del 2010.



Por otro lado, uno de los principales retos que enfrentan las empresas de transmisión es la obtención de los derechos de paso o servidumbres, ya que cada vez son más costosos y la negociación con los propietarios es más compleja.

De esta manera, al cierre del 2018, la longitud de líneas de transmisión total del SEIN se elevó a 29,031.4 km, superior en 1.7% respecto al cierre del 2017. Cabe destacar que este incremento se concentró en líneas de 220 kV y menores a 75 kV.



El sistema eléctrico requiere de una red de transmisión más extensa y confiable. Por lo anterior, en abril del 2011, se aprobó el Primer Plan de Transmisión, con el objeto de desarrollar el Sistema Garantizado de Transmisión, tal como lo establece la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006).

Cabe mencionar que, en marzo del 2018, el COES emitió la propuesta de actualización del Plan de Transmisión (2019-2028). Este plan identifica los proyectos vinculantes (proyectos nuevos y refuerzos), cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse durante el periodo de vigencia del Plan de Transmisión, el cual se define entre el 1ero. de enero del 2019 y el 31 de diciembre del 2020.

El COES-SINAC ha indicado que los proyectos considerados en el Plan Transitorio de Transmisión elaborado por el MINEM, permiten una operación del sistema de potencia que cumple con los criterios de desempeño establecidos por la normativa hasta el 2013.

Por lo anterior, el COES-SINAC ha recomendado la implementación de proyectos nuevos que asegurarán la confiabilidad del SEIN y desarrollarán más el Sistema Garantizado de Transmisión.

Cabe mencionar que hace un especial énfasis en el Plan Vinculante para el 2024, el cual incluye proyectos en el norte (Enlace 220 kV Cajamarca – Cállic-Moyobamba), centro (Enlace 220 kV Chilca REP – Independencia) y sur (Enlace 220 kV Montalvo – Moquegua).

Asimismo, el COES-SINAC ha recomendado algunos proyectos de refuerzo para el periodo 2019-2028 como parte del Plan Robusto de este nuevo Plan de Transmisión.

De esta forma, el Plan de Transmisión a largo plazo (2028) hace especial énfasis en la evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV del SEIN a través del desarrollo de una estructura de transmisión troncal con dos ejes longitudinales (costa y selva alta) con el fin de brindar confiabilidad y capacidad para atender la demanda del sector, facilitar la conexión de la nueva oferta de generación y permitir interconexiones plenas a 500 kV hacia el eje Ecuador – Colombia, Brasil, Chile y Bolivia.

De acuerdo a dicha propuesta, se tiene en total una inversión estimada de US\$486 millones hasta el 2028, donde se enfatiza una mejora en la transmisión de la zona Norte del país, la cual reforzaría la interconexión con Ecuador, entre otros proyectos en el área Centro y Centro-Oriente del Perú.

No obstante, la gradual sobrecarga de la red eléctrica podría generar situaciones críticas en los próximos años, debido a los retrasos en la construcción de las líneas de transmisión, producto de conflictos sociales y medioambientales, así como por la falta de reglamentación de la Ley de Consulta Previa, implementada como parte de la política de inclusión social del Gobierno.

En los últimos años, la oposición social al desarrollo de proyectos mineros y energéticos ha sido creciente, lo que perjudica al abastecimiento de energía del país. Tal situación podría llevar a una sobrecarga de las líneas de transmisión, por lo que sería necesario generar energía a partir de centrales termoeléctricas más caras, lo que a su vez llevaría a un incremento en las tarifas eléctricas.

Es importante mencionar que, a pesar de contar con el Plan de Transmisión, las proyecciones hacia el 2022 de oferta, demanda y líneas de transmisión del COES, muestran que dicho desbalance se mantendrá en diversas zonas del país.

Al cierre del 2018, OSINERGMIN ha reportado 11 contratos vigentes de concesión y ampliaciones de líneas de transmisión eléctrica en construcción con una inversión aproximada de US\$1,210 millones hasta el 2021.

Dicha inversión se traducirá en nuevas líneas de transmisión de alto voltaje (500 y 220kV) y reforzamientos en el sistema por un total de 1,923 km de recorrido, lo que permitirá atender la mayor demanda eléctrica del país y brindar mayor confiabilidad al sistema.

El 17 de julio del 2018, la Dirección Ejecutiva de Proinversión publicó la resolución 38-2018/DPP/EI, en la cual aprueban el plan de promoción de la inversión privada de los proyectos Enlace 500 kV La niña – Piura, Enlace 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes y Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía, cuyo monto de inversión en ingeniería, suministro y construcción se estima en US\$178.8 millones, y registrará una longitud de 87 y 253 km en las líneas de 500 y 220 kV, respectivamente.

Por otro lado, en los últimos años, se han producido diversos hitos en el sector de transmisión como, por ejemplo:

Proyecto	Puesta en Operación
L.T. Mantaro - Socabaya	2000
L.T. 220kV Chilca - La Planicie - Zapallal	2011
L.T. 220kV Independencia - Ica	
L.T. 500kV Zapallal - Trujillo	2012
L.T. 220kV Talara - Piura	2013
L.T. 220kV Tintaya - Socabaya	2014
L.T. 500kV Trujillo - Chiclayo	
L.T. 220kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse	2015
Ampliación N°15	2016
Ampliación N°16	
L.T. 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya	2017
Ampliación N°13	
Ampliación N°17	
L.T. La Planicie - Industriales	
L.T. Carhuaquero-Moyobamba	2018
L.T. Mantaro - Montalvo	
L.T. 220kV Azángaro - Juliaca - Puno	
S.E. Carapongo 500/220 kV	

Fuente: Osinergmin

Actualmente, existe una serie de proyectos en cartera de las empresas y de ProInversión (ampliaciones del sistema, refuerzos y nuevas concesiones), dentro de los cuales destacan: el Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas y el Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas, concesionadas a CTM, con una inversión estimada de US\$272 millones, las mismas que se prevén entrarán en operación comercial el último trimestre del 2021.

■ Sector de distribución

La distribución de energía, al igual que la generación y la transmisión, se encuentran regulados por la Ley General de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844) y su reglamento. En ella se establecen, entre otros temas, los derechos y

obligaciones de las empresas concesionarias de distribución de energía y las tarifas de energía y distribución.

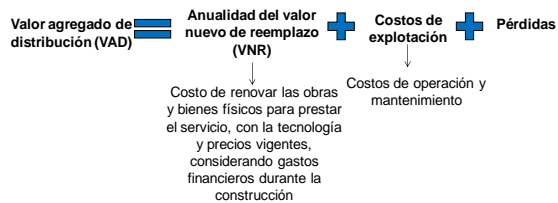
La tarifa de la energía a nivel de generador a distribuidor está compuesta por el promedio ponderado de dos precios: el precio en barra y el precio firme. El primero es determinado por el regulador, y se aplica en los contratos bilaterales pactados con dicho precio y para los retiros sin contratos. El segundo es el promedio ponderado de los precios resultantes de las subastas realizadas por los distribuidores.

Las tarifas de distribuidor a usuario están compuestas por: (i) Los Precios a Nivel de Generación; (ii) Los peajes de transmisión; y, (iii) El Valor Agregado de Distribución. El primero está explicado en el párrafo anterior, y el segundo se refiere al peaje que se debe pagar a las empresas que prestan el servicio de transmisión. Tanto el Precio a Nivel de Generación como el peaje de transmisión se comportan como un *pass through* para la distribuidora.

El Valor Agregado de Distribución lo determina el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, siguiendo el modelo de empresa eficiente para cada sector típico. Para ello, toma en consideración los siguientes aspectos:

- Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía, que corresponden a la medición, facturación, distribución y comisión de cobranza.
- Pérdidas estándares de potencia y energía, tanto técnicas como no técnicas.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos estándares de inversión se calculan a través de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones.





Fuente: Ley de Concesiones Eléctricas

En noviembre del 2018, entró en vigencia el nuevo VAD MT/BT y sus factores tarifarios asociados para el periodo 2018-2023, los mismos que fueron calculados cumpliendo con las modificaciones en la regulación respecto a la remuneración de la distribución eléctrica, calidad de servicio e innovación tecnológica.

En el caso de algunas distribuidoras, el VAD se determinó individualmente a partir del estudio de costos de todos sus Sistemas Eléctricos agrupados por sector típico y ponderado en función de su máxima demanda de distribución.

Descripción del sector

El sector de distribución de energía está compuesto por diversos concesionarios, los cuales tienen el monopolio a perpetuidad para la distribución de la energía en sus respectivas áreas concesionadas.

En el Perú, la mayor parte de las distribuidoras son empresas públicas, las cuales prestan el servicio en la mayoría de las provincias del país. Electrodonas S.A.A., Luz del Sur S.A.A. y Enel Distribución S.A.A. son las empresas privadas de distribución de energía más representativas en el Perú.

Julio Loc L.
(511) 444 5588
julio.loc@aai.com.pe

Sandra Guedes
(511) 444 5588
sandra.guedes@aai.com.pe

Gustavo Campos R.
(511) 444 5588
gustavo.campos@aai.com.pe