



Equilibrium

Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación

Con información al 31 de marzo de 2018

Equilibrium Clasificadora de Riesgo
S.A.

Las Camelias 256, Piso 6
San Isidro, Lima 27, Perú
Teléfonos (511) 221-3676 / 616-0400
www.equilibrium.com.pe

Julio de 2018

Contenido

1. PRESENTACIÓN Y PRINCIPALES CONCLUSIONES	3
2. ENTORNO ECONÓMICO SECTORIAL.....	4
2.1. Sector Eléctrico Peruano	4
2.2. Generación Eléctrica en el Perú	5
3. DESARROLLOS RECIENTES.....	7
3.1. Cambios Regulatorios	7
3.2. Evolución de los Integrantes del COES	7
3.3. Problemática del Sector.....	8
3.4. Planes de expansión en generación	9
4 ANÁLISIS DEL SECTOR.....	11
4.1. Producción y Demanda	11
4.2. Evolución del Costo Marginal	12
4.3. Participación de Mercado.....	12
5. PERSPECTIVAS Y TENDENCIAS.....	14

1. PRESENTACIÓN Y PRINCIPALES CONCLUSIONES

En las décadas de los setenta y ochenta, la actividad del sector eléctrico estuvo a cargo de empresas estatales con características monopólicas, a través de las cuales se canalizaron grandes flujos de inversión pública. Pese a ello, deficiencias en la estructura tarifaria e ineficiencias administrativas, ubicaron al Perú como uno de los países de Latinoamérica con menores indicadores de consumo de electricidad per cápita. En este contexto, era necesario que el sector eléctrico contara con reformas estructurales, las mismas que fueron implementadas en el año 1992 con la publicación de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844. Esta nueva Ley sentó las bases del sector eléctrico y lo dividió en tres actividades fundamentales (generación, transmisión y distribución), buscando además promover la inversión privada y la libre competencia.

Si bien la Ley de Concesiones Eléctricas se mantiene vigente a la fecha, la regulación ha sufrido diversos cambios a lo largo de la última década con la finalidad de fortalecer las actividades que se desarrollan en el marco del Mercado Mayorista de Electricidad (antes Mercado de Corto Plazo), impactando a su vez en las operaciones de los diferentes participantes del sector, así como en la generación de energía eléctrica. Los cambios regulatorios que se han implementado recientemente, y aquellos que se encuentran en proyecto, buscan corregir las distorsiones que presenta el costo marginal de la energía, el mismo que se encuentra alcanzando mínimos históricos. Esto trae consecuencias que afectan a los demás participantes del sistema, como la migración de clientes regulados¹ a clientes libres², así como distorsiones en la tarifa eléctrica establecida producto del subsidio otorgado a las generadoras que producen energía con recursos renovables (en adelante, RER). En este contexto, la corrección del costo marginal constituye un tema prioritario en la agenda energética; sin embargo, las propuestas de solución al mismo y su implementación se han visto dilatadas por la inestabilidad política observada durante los últimos períodos.

Como parte de los cambios observados en el sector, destaca la explotación de los yacimientos de gas de Camisea a partir de agosto de 2004, el mismo que constituye el segundo insumo más importante para la generación eléctrica en la actualidad, impactando positivamente en el mercado y en el medio ambiente, ayudando a su vez a reducir en 2/3 el déficit de la balanza comercial del sector hidrocarburos local. Producto de lo anterior, la oferta de energía eléctrica ha mostrado un incremento sostenido durante los últimos años, situándose principalmente en la zona centro³ del país; sin embargo, este crecimiento se ha moderado, dado que existe una sobreoferta de energía que a su vez presiona el costo marginal a la baja. Se estima que la inversión en nuevos proyectos energéticos que estimulen la oferta para los próximos años se mantenga en niveles conservadores dado que el bajo costo marginal impacta negativamente en el retorno esperado de los inversionistas, por lo cual el crecimiento esperado de la demanda ocasionaría que la coyuntura que aqueja al sector eléctrico no sea sostenible en el largo plazo. Al respecto, cabe resaltar que el dinamismo de la demanda derivaría principalmente de la ampliación de proyectos mineros de gran envergadura, complementándose a su vez con proyectos a desarrollarse en sectores no extractivos.

Existen diversos retos en el sector para mejorar las condiciones del mercado. A la distorsión de precios en el sector se une también la concentración de la potencia efectiva en la zona centro del país, dentro de la cual destaca la localidad de Chilca en donde se ubican más del 30.0% de las centrales instaladas a nivel local, las mismas que en hora punta representan más del 45.0% del abastecimiento eléctrico. Asimismo, cabe mencionar que el mayor dinamismo de la demanda para los próximos años conllevaría a un incremento sustancial en el precio *spot* en el largo plazo, producto de la ralentización de la oferta que se observa actualmente. En este contexto, los esfuerzos del Gobierno se han concentrado en buscar soluciones ante el problema de la distorsión de precios, el cual es fundamental para corregir las distorsiones del mercado en el corto plazo; sin embargo, es importante resaltar la importancia de buscar soluciones de largo plazo que reactiven las inversiones en el sector, además de incentivar las inversiones en las zonas norte⁴ y sur⁵ del país, lo cual tendría un impacto significativo en los proyectos de transmisión y distribución a desarrollarse en dichas zonas y a su vez promoverían el acceso al servicio eléctrico.

¹ Usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW, los cuales se encuentran sujetos a la regulación de precios por la energía o potencia que consumen

² Usuarios cuya máxima demanda anual supera los 200 kW y se sitúa por debajo de 2,500 kW tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, siendo los usuarios libres aquellos clientes conectados al SEIN que no se encuentran sujetos a la regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Por otra parte, los usuarios cuya máxima demanda anual supera los 2,500 kW tienen la condición de Usuarios Libres.

³ Huánuco, Ucayali, Lima, Pasco, Junín, Ica, Huancavelica y Ayacucho.

⁴ Tumbes, Piura, Lambayeque, Cajamarca, La Libertad y Ancash.

⁵ Apurímac, Cusco, Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna.

2. ENTORNO ECONÓMICO SECTORIAL

2.1. Sector Eléctrico Peruano

La reforma de la industria eléctrica peruana se inició con la publicación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en el año 1992, reglamentada por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias. A través de esta reforma, se eliminó el monopolio que ejercía el Estado sobre las actividades relacionadas a la generación y venta de energía, optando por la desintegración vertical de la industria eléctrica en tres actividades a realizarse de manera independiente:

- **Generación:** Actualmente esta actividad es llevada a cabo por empresas de capital privado y estatal. Las generadoras son las responsables de la producción y del abastecimiento de energía, utilizando para ello diversas fuentes, siendo las de mayor utilización en nuestro país la hídrica y la térmica. Este mercado es de libre competencia, donde la entrada y salida de participantes se encuentra condicionada por los altos niveles de inversión requeridos para la puesta en marcha de una central.
- **Transmisión:** Esta actividad se realiza mediante un conjunto de redes que transporta la energía eléctrica en niveles de muy alta, alta y media tensión, también realizado por empresas privadas y estatales en menor medida. La transmisión tiene como finalidad lograr la transferencia de energía desde las generadoras hacia los clientes finales, haciendo uso para tales fines de las líneas de transmisión, subestaciones y equipos de compensación reactiva. Para cubrir los costos de conexión se establece una tarifa peaje, la cual debe ser pagada por las generadoras a los operadores de los sistemas de transmisión. Cabe resaltar que la transmisión es considerada un monopolio natural al presentar economías de escala y estar definidas de forma geográfica.
- **Distribución:** Las empresas distribuidoras son las encargadas de recibir la energía eléctrica de las generadoras o transmisoras en el punto de entrega y entregarla a los usuarios finales, los mismos que pueden ser consumidores industriales, comerciales o residenciales. Dicha entrega de energía se realiza a través de las redes de media y baja tensión de las empresas distribuidoras mayormente privadas. Asimismo, como en la actividad de transmisión, la distribución de energía eléctrica se considera monopolio natural al encontrarse significativas economías de escala y/o densidad y estar delimitadas a un área específica. Esta actividad presenta una regulación más rigurosa.

Asimismo, la Ley normó la modalidad en la que pueden operar los partícipes del sector, determinándose que ésta se dé a través de concesiones y autorizaciones. A su vez, se otorgaron incentivos para fomentar la participación de capitales privados en estas actividades, con el objetivo de mantener la eficiencia del mercado. Respecto a la asignación de precios, se permitió un régimen de libre fijación definido por la libre competencia para las generadoras, y se estableció un sistema de precios regulados para empresas transmisoras y distribuidoras por constituir monopolios naturales.

Producto de esta reforma, el Gobierno se limitó a cumplir una función normativa, supervisora y de fijación de tarifas. En este contexto, la Ley de Concesiones Eléctricas define los roles que debe cumplir el Ministerio de Energía y Minas (MEM) como formulador de política energética, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) como ente regulador de tarifas, y el Comité de Operación Económica de Sistema (COES) como operador del despacho del sistema eléctrico. Adicionalmente, resalta la función que cumple la Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú (PROINVERSIÓN), la cual promueve la inversión de las compañías privadas en el país. Asimismo, el Instituto de Defensa de la Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI), participa como el organismo que garantiza el cumplimiento de las leyes de mercado para mantener la libre competencia.

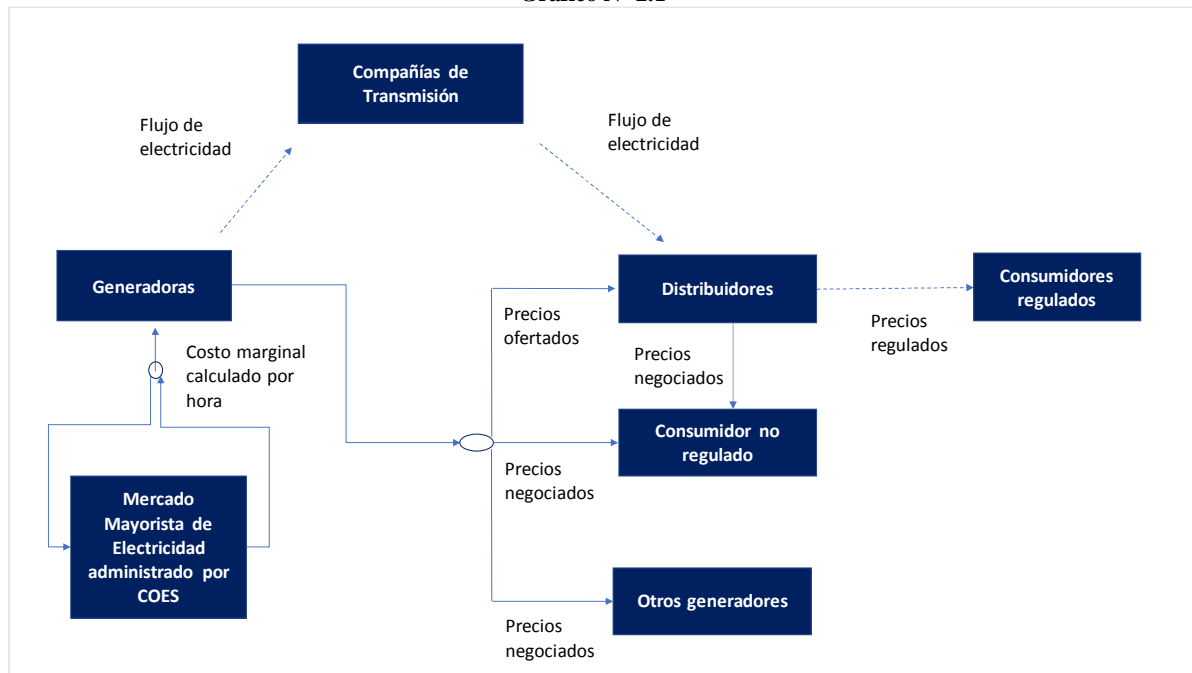
La fijación de tarifas eléctricas se realiza en el marco estipulado por la Ley de Concesiones Eléctricas, la misma que ha presentado modificaciones que han tenido incidencia en la formulación de tarifas durante los últimos años. La estructura de precios busca reflejar el costo económico de los recursos utilizados en las distintas actividades, tanto de generación, transmisión y distribución. En este sentido, para determinar a aquellos usuarios sujetos al pago de la tarifa eléctrica, es importante diferenciar entre usuarios libres y usuarios regulados:

- **Usuarios Libres:** Facultados para comprar electricidad directamente de una o más generadoras bajo un esquema de precios libres. Para que un usuario pueda optar entre ser un usuario libre o uno regulado debe tener una demanda máxima anual que supere los 200kW y sea inferior a 2,500kW, mientras que todos aquellos clientes cuya demanda máxima anual supere los 2,500kW deberán ser registrados como usuarios libres.
- **Usuarios Regulados:** Contratan energía exclusivamente de la empresa distribuidora de la zona de concesión, por lo cual la tarifa eléctrica a la que se encuentra sujeto el consumidor final incluye: precio en barra⁶, peajes y compensaciones de la transmisión eléctrica, y el valor agregado de la distribución⁷.

⁶Precio fijado por OSINERGMIN en los meses de mayo y noviembre, tomando en cuenta el costo de la energía, la potencia, el peaje de transmisión y cargos adicionales

⁷Costo por unidad de potencia necesario para prestar el servicio de distribución eléctrica con la finalidad de poner a disposición del usuario la energía eléctrica

A continuación, se muestra la composición del sector eléctrico peruano, así como sus principales participantes, señalando la relación que existe entre ellos:

Gráfico N° 2.1


Fuente: Green Power Global / Elaboración: Equilibrium

2.2. Generación Eléctrica en el Perú

Al 31 de marzo de 2018, las generadoras que operan en el sector eléctrico peruano suman 56 en total. Algunas de ellas forman parte de grupos económicos liderados por compañías internacionales, las cuales les brindan un importante respaldo técnico y financiero. Asimismo, se observa que el Estado cuenta con una importante presencia en este sector, siendo accionista de Electroperú, la segunda generadora más importante en términos de producción de energía (12.53% del total al primer trimestre de 2018) y la cuarta de considerar la potencia efectiva (7.64% a diciembre de 2017). La Tabla N° 2.1 muestra el grupo económico que se encuentra detrás de algunas de las principales generadoras del sector, las mismas que representan el 80.3% de la potencia efectiva total a diciembre de 2017.

El despacho de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se ordena en base a un sistema de costos marginales, priorizando a aquellas centrales que cuentan con menores costos variables de operación hasta lograr cubrir la cantidad demandada de energía en cada momento del día. Debido a la independencia que existe entre los compromisos asumidos y el despacho económico, existen ocasiones en las cuales las empresas generadoras deben comprar energía faltante a otras generadoras, a fin de cumplir con sus obligaciones pactadas en un momento determinado. Dichas transacciones se producen en el Mercado Mayorista de Electricidad (Mercado *Spot*), a un precio que depende de la libre oferta y demanda del mercado, por lo que fluctúa en línea con la capacidad y disponibilidad de energía de cada empresa generadora.

Las transferencias de potencia y energía entre generadoras son determinadas y valorizadas por el COES mensualmente. El COES determina los costos marginales de energía en función al costo variable de la última unidad de generación que es llamada a despacho. Los costos variables de las centrales termoeléctricas reflejan los costos de los combustibles utilizados para la producción de energía. En el caso de las centrales que operan en base a hidrocarburos distintos al gas natural, los costos son reportados y sustentados mediante órdenes de compra. Por su parte, las empresas que generan energía con gas natural únicamente declaran el precio del gas, sin necesidad de presentar documentación adicional.

Tabla N° 2.1

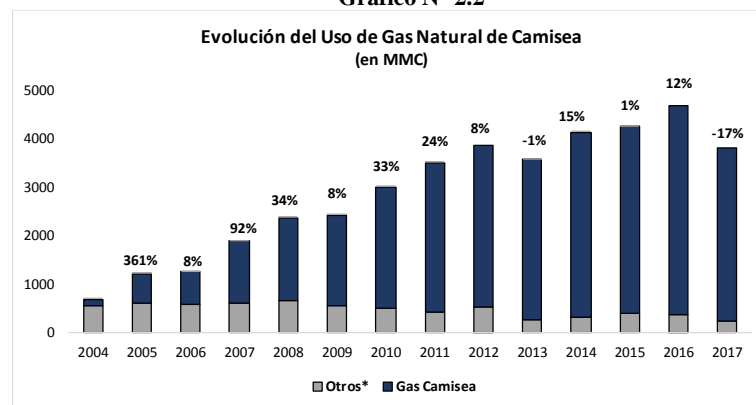
Grupo Económico	Empresas
Compañías Públicas	Electro Perú
	Egasa
	Egamsa
	San Gaban
	Egesur
Enel	Enel Generación Perú
	Enel Generación Piura
Engie	Engie
Colbun Peru SA	Fenix Power
IC Power Peru	Kallpa
Odebrecht	Huallaga
Orazul Energy Peru	Orazul Energy Egenor
	Termoselva
Statkraft Peru Holding	Statkraft Peru
Statkraft Peru Holding	Statkraft Peru
Statkraft Peru Holding	Statkraft Peru

Fuente: Green Power Global / Elaboración: Equilibrium

Con la finalidad de asegurar la continuidad en la prestación del servicio eléctrico, se creó el concepto del costo marginal idealizado (CmgI) mediante Decreto de Urgencia N° 049-2008, el cual no considera restricciones en la producción, transporte de gas natural, o en la transmisión de electricidad. Asimismo, se estableció que el CmgI no podía superar un valor límite definido por el MEM y que, a su vez, la diferencia producto de costos variables que superen al CmgI sería cubierta por un cargo adicional en el Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión. El CmgI se mantuvo vigente hasta el 1 de octubre de 2017, siendo reemplazado por las disposiciones normadas en el Procedimiento Técnico N° 7 del COES, el cual estipula los lineamientos para la determinación de los costos marginales de corto plazo en el marco del Mercado Mayorista de Electricidad, el mismo que entró en vigor el 1 de enero de 2018.

Respecto a las fuentes de generación, las empresas generadoras utilizan distintos recursos para la producción y abastecimiento de energía eléctrica, dentro de los cuales destacan los recursos hídricos y térmicos. Los primeros son utilizados en mayor cuantía durante la temporada de lluvias que se da entre los meses de noviembre y abril, mientras que los recursos térmicos son utilizados cuando ésta disminuye en volumen. Es importante mencionar que el gas natural de Camisea empezó a utilizarse en la generación eléctrica a partir del año 2004, mostrando un crecimiento acelerado durante los últimos años e incrementando su despacho con la conversión en generadoras térmicas de ciclos simples a ciclos combinados⁸, lo cual hace que estas sean más eficientes al momento de producir. El Gráfico N° 2.2 muestra la evolución de la participación del gas natural de Camisea en la producción de energía, incluyendo a su vez otras fuentes de gas natural como Aguaytía, Malacas y La Isla.

Gráfico N° 2.2



Fuente: Estadística de Operación 2017 COES / Elaboración: Equilibrium

Mediante Decreto Legislativo N° 1002, a partir del año 2008 se obligó al SEIN a incorporar un porcentaje de la producción de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable (RER⁹), cuya participación máxima en la generación total de energía se determina cada cinco años. Para ello, el MEM define cupos de las cantidades deseadas de energía por tipo de tecnología (solar, eólica, entre otras), realizando subastas de contratos de largo plazo para fuentes determinadas de energía renovable, por lo menos una vez cada dos años. Las fuentes de energía renovable participan en el Mercado *Spot*, y de obtener menores ingresos que los estipulados en el contrato de adjudicación producto de un costo marginal que se encuentre por debajo del ingreso estimado, el proyecto recuperará esta diferencia a través de un recargo aplicado a las tarifas de transmisión, el cual es asumido por los usuarios finales.

⁸ Generación de energía a través de la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, lo cual genera eficiencias para las termoeléctricas.

⁹ Se denomina RER a los Recursos Energéticos Renovables (biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz) e hidroeléctricas cuya capacidad instalada no sobrepase los 20 MW.

3. DESARROLLOS RECIENTES

3.1. Cambios Regulatorios

En el año 2006, se publicó la Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica (Ley N° 28832), la cual tenía por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844). Como parte de las nuevas medidas adoptadas en el marco de la Ley N° 28832, se dispuso la creación del Mercado de Corto Plazo. Los participantes son los Generadores, Distribuidores y los Grandes Usuarios Libres, cuyas operaciones de compra y venta de energía serían efectuadas en función a los costos marginales de corto plazo calculados por el COES. Posteriormente, con la publicación del Decreto de Urgencia N° 049-2008, se estipularon los lineamientos que dieron lugar al CmgI, el mismo que entró en vigor el 1 de enero de 2009 y fue prorrogado tres veces consecutivas, extendiendo su vigencia hasta el 1 de octubre de 2017. El Decreto establecía que los costos marginales se calculan bajo el supuesto de que no hay restricciones en la capacidad de transporte de gas natural o de transmisión eléctrica, y que existía además un valor administrativo máximo para el costo marginal el cual era actualizado periódicamente.

Mediante Decreto Supremo N° 027-2011-EM, se aprobó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo, en el cual se dispuso un plazo máximo de 12 meses a partir de su publicación el 11 de junio de 2011, durante el cual el COES debería presentar a OSINERGMIN los Procedimientos que resulten necesarios para el funcionamiento del Mercado de Corto Plazo. Posteriormente, el Decreto Supremo N° 032-2012 publicado el 30 de agosto de 2012, dictó medidas transitorias sobre el mercado de electricidad, dentro de las cuales se suspendió la aprobación de los procedimientos técnicos relacionados al Reglamento del Mercado de Corto Plazo hasta que se culmine con el proceso de revisión y modificación de este.

Luego de la revisión del Reglamento del Mercado de Corto Plazo y del análisis de las condiciones complementarias para su funcionamiento, se publicó el Decreto Supremo N° 026-2016-EM el 26 de julio de 2016, el cual perfecciona algunas disposiciones del Mercado de Corto Plazo e incluye reglas sobre la participación de nuevos agentes, así como las obligaciones que debe cumplir el COES. Mediante lo establecido en el Decreto Supremo N° 033-2017-EM, se dispuso que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad entre en vigor a partir del 1 de enero de 2018. Asimismo, se dispuso que el COES elabore un plan de pruebas y validación del aplicativo desarrollado para la metodología de cálculo de los costos marginales de corto plazo según lo dispuesto en el Procedimiento Técnico N° 7 “Cálculo de los Costos Marginales de Energía de Corto Plazo”, en reemplazo del CmgI, el cual se encontraría vigente hasta el 31 de diciembre de 2017.

Respecto a los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, el COES determinó en el marco del Procedimiento Técnico N° 46 “Garantías y Constitución de Fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad” que éstos debían de constituir y renovar garantías que respalden sus obligaciones de pago en el Mercado Mayorista de Electricidad, el cual aseguraría la cobertura de tres meses de consumo en dicho mercado y cuya actualización debía de realizarse mensualmente. Este requerimiento excluía a aquellos participantes que cuenten con una clasificación de riesgo en el rango de A (A, AA y AAA), por parte de dos clasificadoras de riesgo independientes entre sí. Este Procedimiento Técnico entró en vigor el 1 de enero de 2018; sin embargo, mediante Decreto Supremo N° 005-2018-EM publicado el 20 de marzo de 2018, se precisó que los Distribuidores y Grandes Usuarios¹⁰ que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad deberían de garantizar sus obligaciones de no contar con informes de clasificación de riesgo favorables, mientras que a las generadoras únicamente se les exigiría la constitución de dichas garantías siempre y cuando incumplan con el pago de las valorizaciones de las transacciones realizadas en este mercado durante dos meses consecutivos.

Adicionalmente, el 14 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto Supremo N° 039-2017-EM suspendiendo la declaración del precio único de gas natural programada para el miércoles 15 de noviembre del mismo año, brindándole a las generadoras térmicas plazo hasta el 31 de diciembre de 2017 para realizar esta declaración, tomando en cuenta costos de suministro, transporte y distribución de gas.

En línea con lo anterior, el 29 de diciembre de 2017 se aprobó un Decreto que establece un precio mínimo para producir energía a base de gas natural, delegándole al COES la función de verificar que el precio único declarado sea mayor o igual al precio mínimo. Asimismo, se dispuso que la declaración de precios sea presentada al COES una vez al año y no dos, la cual se daría el último día útil de la primera quincena del mes de junio, entrando en vigor el 1 de julio del mismo año. Sin embargo, de manera excepcional para el año en curso, las generadoras térmicas debieron declarar el 8 de enero de 2018 el precio único de gas natural, el cual mantendría vigencia hasta el 30 de junio de 2018.

3.2. Evolución de los Integrantes del COES

Al 31 de marzo de 2018, las generadoras listadas en el COES sumaron 56 en total (52 a marzo de 2017), producto del ingreso de ocho nuevas generadoras y el retiro de cuatro de ellas. Por su parte, los usuarios libres totalizaron 58 a la fecha de corte (53 a marzo de 2017), como consecuencia del ingreso de dos empresas mineras, un centro comercial, un consorcio y una embotelladora, durante los últimos 12 meses. En este contexto, cabe resaltar que tanto generadoras como usuarios libres han crecido

¹⁰ Usuarios libres con potencia contratada igual o mayor a 10 MW, o agrupaciones de usuarios libres con potencia contratada total de al menos 10 MW.

a un mayor ritmo que las transmisoras y distribuidoras. La Tabla N° 3.1 muestra la evolución de los participantes del COES durante los últimos años:

Tabla N° 3.1

Años	Generadoras	Transmisoras	Distribuidoras	Usuarios Libres	Total
2015	48	13	11	47	119
2016	52	15	13	52	132
2017	54	15	13	57	139
2018 (*)	56	16	13	58	143

(*) a marzo de 2018

Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

Asimismo, durante los últimos años se han observado cambios en la denominación social de las generadoras inscritas, así como fusiones entre algunas de ellas. La Tabla N° 3.2 muestra los principales cambios en esta línea a lo largo de los últimos ejercicios:

Tabla N° 3.2

Años	Tipo	Descripción	Fecha
2017	Cambio de Denominación Social	Cambio de denominación social de "DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A." a "ORAZUL ENERGY EGENOR S. EN C. POR A."	2/9/2017
2017	Fusión	Fusión de ORAZUL ENERGY EGENOR S. EN C. POR A. y la empresa ORAZUL ENERGY PERÚ S.S. (De la cual la segunda absorbe los activos y pasivos de la primera)	8/17/2017
		Fusión de KALLPA GENERACIÓN S.A. y la empresa CERRO DEL AGUILA S.A. (De la cual la segunda absorbe los activos y pasivos de la primera)	8/16/2017
		Fusión de EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA S.A.C. y la empresa PETRAMAS S.A.C. (De la cual la segunda absorbe los activos y pasivos de la primera).	12/14/2017
2017	Cambio de Denominación Social	Cambio de denominación social de "CERRO DEL AGUILA S.A." a "KALLPA GENERACIÓN S.A."	9/29/2017
		Cambio de denominación social de "TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR S.A." a "TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR S.A.C."	10/6/2017
2018	Cambio de Denominación Social	Cambio de denominación social de "HIDROELÉCTRICA MARAÑON S.R.L." a "CELEPSA RENOVABLES S.R.L."	3/12/2018

Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

3.3. Problemática del Sector

El precio *spot* se mantiene en niveles históricamente bajos (5.54 US\$/MWh al 31 de marzo de 2018), producto del exceso de oferta y el moderado crecimiento de la demanda. Lo anterior responde principalmente al ingreso de nuevos participantes al mercado durante los últimos años, destacando las generadoras térmicas que operan a base de gas natural de Camisea, fuente energética más económica que otros combustibles como el diésel. Asimismo, se ha observado un incremento en la capacidad instalada de las generadoras, dentro de las cuales destaca el cambio de ciclo simple a ciclo combinado por parte de las generadoras térmicas, hecho que les permite ser hasta 50% más eficientes. Asimismo, destaca el ingreso de dos plantas hidroeléctricas durante el año 2016, Cerro del Águila (513.8 MW de capacidad efectiva) y Chaglla (467.0 MW de capacidad efectiva), así como la conversión de la planta de ciclo simple a ciclo combinado de Termochilca (incremento de su capacidad de 200 MW a 300 MW), la cual entró en operación en marzo de 2018.

El costo marginal de corto plazo o precio *spot* corresponde al precio de venta de energía entre generadoras en el Mercado Mayorista de Electricidad, el cual es utilizado en la valorización de las transferencias de energía y compensaciones, siendo posteriormente uno de los insumos del precio barra, que forma parte de los componentes de la tarifa eléctrica cobrada a los clientes finales. El cálculo del precio *spot* es responsabilidad del COES y para ello es necesario que las generadoras que participan del Mercado Mayorista de Electricidad le remitan información en tiempo real. Adicionalmente, las generadoras térmicas tienen la obligación de declarar el costo variable de producir energía a base de gas natural una única vez al año¹¹; sin embargo, dado que éstas suscriben contratos *take or pay*, en el marco de los cuales pagan por el gas que consumen independientemente de la energía producida y vendida, históricamente las generadoras térmicas han declarado costo cercano a cero, valor que ha sido incrementado a un costo mínimo según los últimos cambios dispuestos por el regulador. Esta práctica les permitió incrementar su participación en el despacho dado que se vuelven costo-eficientes, distorsionando el precio *spot* pues no se declara el costo real de la generación, el mismo que se situaría aproximadamente en 2.8 US\$/MMBtu¹². Lo anterior trae consigo problemas fundamentales para el sector de energía en conjunto.

¹¹ Dos veces al año durante el presente ejercicio, de manera excepcional

¹² Página web: <http://semanaeconomica.com/articulo/sectores-y-empresas/energia/256741-sector-electrico-la-guerra-la-llevan-al-osinergmin/>

En primer lugar, los niveles actuales del precio *spot* brindan incentivos para que las generadoras térmicas incrementen su base de clientes libres, dado que, con la finalidad de cumplir con sus compromisos, éstas acuden al Mercado Mayorista de Electricidad para efectuar retiros a un costo inferior al de su generación. Según lo estipulado por la regulación, pequeñas y grandes empresas, incluyendo compañías mineras, cuentan con un alto volumen de demanda de energía y por ende tienen la potestad de convertirse en clientes libres y negociar directamente con las generadoras, por lo cual 1,100 empresas han migrado al mercado libre en los últimos dos años¹³. El bajo precio *spot* impacta directamente en los resultados de las distribuidoras, ya que sus clientes regulados optan por migrar a ser clientes libres, comprando así energía directamente de las generadoras a un precio menor. En consecuencia, las distribuidoras suscriben contratos *take or pay* de potencia para su suministro a largo plazo con las generadoras por un monto que excede al total de energía que logran vender, y dichos contratos no pueden ser modificados ante la reducción de su base de clientes. Por el lado de las generadoras, los bajos niveles del precio *spot* suponen un incremento en el riesgo de concentración de clientes libres, dado que el término anticipado del contrato suscrito con estos clientes podría afectar la predictibilidad de los flujos. Asimismo, es importante mencionar que también existe un riesgo importante para las generadoras que se encuentran sobrecontratadas, dado que su estrategia consiste en realizar mayores retiros al precio *spot* para satisfacer una alta demanda. En este caso, las generadoras que optan por esta estrategia se exponen a las fluctuaciones en el costo marginal, situación que se observó en febrero del año en curso con la rotura del ducto de líquidos del gas de Camisea. Producto de lo anterior el precio *spot* se elevó de manera considerable¹⁴, afectando principalmente a las generadoras térmicas, las cuales no tenían disponibilidad de recursos para producir energía, pero a su vez debían de satisfacer los contratos suscritos con sus clientes.

Es importante mencionar que actualmente se encuentran en evaluación diversas reformas al sector eléctrico, dentro de las cuales se consideran algunas que proponen subir la valla que separa a los usuarios libres de los usuarios regulados, impactando en un primer momento de manera directa a las pequeñas y medianas empresas, cuya máxima demanda anual es cercana a 200kW. Por otra parte, dentro de los cambios regulatorios ya implementados por el MEM destacan el nuevo esquema de declaración del costo del gas natural, el cual ocasionó que algunas generadoras térmicas critiquen esta intervención por buscar modificar las condiciones del mercado, debido a que en su opinión ello podría comprometer las futuras inversiones que podrían darse en el sector e incrementar a su vez la tarifa que pagan los usuarios finales. A raíz de lo anterior, a inicios del presente año el MEM organizó reuniones periódicas con las generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas¹⁵, las mismas que tienen posturas contrarias respecto a cómo debería abordarse la declaración del costo del gas natural; sin embargo, ante la medida tomada por el MEM de establecer un costo mínimo dentro de este esquema, algunas generadoras optaron por no seguir participando de este grupo de trabajo y manifestaron su desacuerdo con esta nueva medida.

Las distorsiones derivadas del bajo precio *spot* impactan también en los clientes finales, tanto libres como regulados, dado que éstos deben de asumir la diferencia entre el precio *spot* y los ingresos garantizados de las generadoras RER, en forma de recargos en el Peaje por Conexión en el marco de lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1002. Es importante mencionar que la matriz de energía RER representa aproximadamente 3.0% de la generación eléctrica total, existiendo además una norma que supone una participación máxima de 5.0%. A la fecha, se han realizado cuatro grandes subastas RER, las mismas que deben de ser realizadas por lo menos una vez cada dos años; en consecuencia, se estima que la quinta subasta RER se llevará a cabo durante la segunda mitad de 2018. Al respecto, cabe mencionar que la Sociedad Peruana de Energías Renovables prevé que se contraten entre 500 MW y 1,000 MW de nueva generación de energía en la próxima subasta, con precios de hasta 30 US\$/Mw.h por energía solar¹⁶, los mismos que aún se ubican por encima del precio *spot* producto de las distorsiones del mercado, pese a mostrar una tendencia decreciente durante los últimos años. Es importante resaltar que, a diferencia de otros países donde prima la generación eléctrica a base de petróleo y carbón en los cuales la generación RER ha tomado mayor relevancia por ser más eficiente, Perú cuenta con una matriz energética más competitiva en términos de precios debido a su ubicación geográfica, por lo cual el ingreso de las generadoras RER ha incrementado el costo de la energía para el usuario final. Pese a lo anterior, se estima que el costo de la energía renovable disminuya gradualmente en la medida que los próximos proyectos sean más eficientes debido al avance de la tecnología empleada, lo cual impactaría positivamente en el costo marginal una vez que éste haya superado las distorsiones que lo presionan a la baja.

3.4. Planes de expansión en generación

La expansión de la generación para el período 2018 – 2021 considera: (i) proyectos que se encuentran actualmente en ejecución; (ii) proyectos que cuentan con contratos con el Estado, resultado de las licitaciones para promoción de la inversión; (iii) proyectos resultantes de las subastas de suministro eléctrico con recursos energéticos renovables; y (iv) proyectos con alta probabilidad de ejecución. Para este período, se instalarán nuevas unidades de generación que totalizan 995 MW, lo cual representa un incremento de 8.0% sobre la Potencia Efectiva del SEIN al año 2017 (11,958 MW). De lo anterior, 23.0% se instalará en la zona Norte, 51.0% en la zona Centro y el resto en la zona Sur. La Tabla N°3.4 muestra el detalle de los principales proyectos a desarrollarse durante los próximos años:

¹³ Página web: <https://elcomercio.pe/economia/industriales-vs-electricas-trasfondo-conflicto-noticia-526582>

¹⁴ El promedio mensual en febrero fue de 29.02 US\$/Mw.h, incrementándose respecto al 6.1 US\$/Mw.h registrado en promedio en el mes de enero

¹⁵ Página web: <http://semanaeconomica.com/article/sectores-y-empresas/energia/267946-guerra-electrica-fenix-statkraft-y-celepsa-se-retiraron-del-grupo-de-trabajo-del-mem/>

¹⁶ “El Mercado Energético y de las Renovables en Perú” *Green Power Global*, marzo 2018

Tabla N° 3.4

AÑO	PROYECTO	TECNOLOGÍA	EMPRESA	MW
2018	CS Rubi	Solar	ENEL GREEN POWER PERÚ	144.5
	CH RenovAndes H1	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN SANTA ANA	20
	CH Angel III	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20
	CH Angel III	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20
	CH La Virgen	Hidroeléctrica	LA VIRGEN	84
	CS Intipampa	Solar	ENGIE	40
	CB Doña Catalina (Huaycoloro II)	Biomasa	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA	2.4
	CE Wayra I (Parque Nazca)	Eólica	ENEL GREEN POWER PERÚ	126
	CH Angel I	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20
	CH Her 1	Hidroeléctrica-RER	EDEGEL	0.7
	CT Santo Domingo de los Olleros-TV	Ciclo Combinado	TERMOCILCA	100
	CH Centauro - Etapa I	Hidroeléctrica	CORPORACIÓN MINERA DEL PERÚ S.A. - CORMIPESA	12.5
	CH Carhuac	Hidroeléctrica-RER	ANDEAN POWER	20
2019	CH 8 de Agosto	Hidroeléctrica-RER	GENERACIÓN ANDINA	19.8
	CH El Carmen	Hidroeléctrica-RER	GENERACIÓN ANDINA	8.6
	CB Callao	Biomasa	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA	2.4
	CH Zaña 1	Hidroeléctrica-RER	ELECTRO ZAÑA	13.2
	CE Huambos	Eólica	GR PAINO	18.4
	CE Duna	Eólica	GR TARUCA	18.4
	CH Ayanunga	Hidroeléctrica-RER	ENERGETICA MONZON	20
	CH Santa Lorenza I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN SANTA LORENZA	18.7
	CH Karpa	Hidroeléctrica-RER	HIDROELÉCTRICA KARPA	20
	CH Huatziroki I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA SELVA	11.1
	CH Hydrika 6	Hidroeléctrica-RER	HYDKRA 6 S.A.C.	8.9
	CH Manta	Hidroeléctrica-RER	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES	19.8
	2020	CH Centauro - Etapa II	Hidroeléctrica	CORPORACIÓN MINERA DEL PERÚ S.A. - CORMIPESA
CH Laguna Azul		Hidroeléctrica-RER	CHIMAMACCOCHA S.R.L.	20
CT Refinería Talara		Térmica	PETROPERU	100
2021	CH Colca	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA	12.1
	CH Shima	Hidroeléctrica-RER	ENERGÍA HIDRO S.A.C.	9
	CH Kusa	Hidroeléctrica-RER	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR MEDIO	15.6
	CH Alli	Hidroeléctrica-RER	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR MEDIO	14.5
	CH Hydrika 5	Hidroeléctrica-RER	HYDKRA 5 S.A.C.	10
	CH Hydrika 2	Hidroeléctrica-RER	HYDKRA 2 S.A.C.	4
	CH Hydrika 4	Hidroeléctrica-RER	HYDKRA 4 S.A.C.	8

Fuente: Informe Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2019 – 2028 (Escenario Base), actualizada a febrero de 2018 / Elaboración: Equilibrium

Tabla N° 3.5

AÑO	ENERGÍA	POTENCIA
2017	49,394 -	6,705 -
2018	51,793 4.9%	6,891 2.8%
2019	54,470 5.2%	7,170 4.0%
2020	58,122 6.7%	7,588 5.8%
2021	61,351 5.6%	7,912 4.3%
Promedio 2018 - 2021	5.6%	4.2%

Fuente: Informe Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión período 2019-2028 (Escenario Base), actualizado a febrero de 2018 / Elaboración: Equilibrium

Los planes de expansión de la generación para el período 2015–2018 consideraba un incremento de 3,830 MW respecto a la Potencia Efectiva del SEIN al año 2014 (8,718 MW), lo cual representaba un incremento de 44.0%. Lo anterior corresponde a un escenario con un mayor precio *spot*, el mismo que a su vez anticipaba un incremento en la demanda a una tasa anual de 9.8% en promedio, lo cual se vio limitado por la desaceleración económica que atravesó el país durante los últimos años. Es importante resaltar que para el período 2018–2021, se estima que la demanda crezca a una tasa promedio anual de 4.2%, tomando como base el año 2017 (ver Tabla N° 3.5).

Tabla N° 3.6

Proyectos de Demanda	2018		2019		2020		2021	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
Total de Proyectos Zona Norte	8	51	41	173	94	627	146	1,088
Total de Proyectos Zona Centro	69	439	124	1,220	312	2,322	371	3,408
Total de Proyectos Zona Sur	63	514	104	909	204	1,610	261	2,092
Total de Proyectos	140	1,004	269	2,302	610	4,559	778	6,588

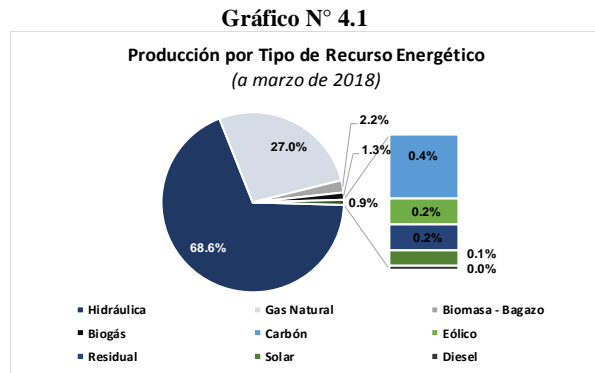
Fuente: Informe Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión período 2019-2028 (Escenario Base), actualizado a febrero de 2018 / Elaboración: Equilibrium

Por otra parte, el Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN para el período 2018 – 2021, hace referencia al incremento esperado en la demanda, el mismo que respondería principalmente a la puesta en marcha de importantes proyectos mineros durante los próximos años, como la ampliación de las concentradoras Cuajone y Toquepala y a su vez, la ampliación de Shougang Hierro Perú y Antamina. Respecto a su distribución geográfica, la demanda estimada para los próximos años se concentra principalmente en las zonas Centro y Sur del país (ver Tabla N° 3.6). Asimismo, en el marco de los planes de expansión en el sector, es importante mencionar que el Gobierno se encuentra trabajando en un proyecto de reforma al marco regulatorio de los Recursos Energéticos Renovables, con el objetivo de permitir que las generadoras RER puedan participar libremente en el mercado local. Según lo manifestado por el MEM, el Gobierno espera instalar 260,000 paneles solares en zonas del país que requieren electricidad hacia el 2021.

4 ANÁLISIS DEL SECTOR

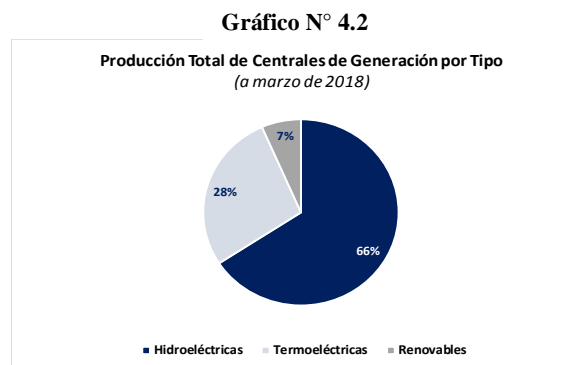
4.1. Producción y Demanda

Al 31 de marzo de 2018, la producción acumulada de las empresas generadoras integrantes del COES ascendió a 12,490.66 GWh. (+1.7% respecto al primer trimestre de 2017). Por fuente de generación, el recurso hídrico representó 68.6% de los recursos energéticos utilizados en la producción de energía (64.8% a marzo de 2017), dado que la temporada de avenida tiene lugar entre los meses de noviembre y mayo. En este contexto, la demanda por fuentes de generación termoeléctrica (gas natural, carbón, residual y diésel) fue menor, situándose en 27.6% a la fecha de corte (33.0% al primer trimestre de 2017). Asimismo, destaca la mayor participación de energía generada por fuentes renovables¹⁷, las cuales mostraron un incremento interanual de 2.2% a 3.8%. El Gráfico N°4.1 muestra la producción acumulada por tipo de recurso a marzo de 2018.



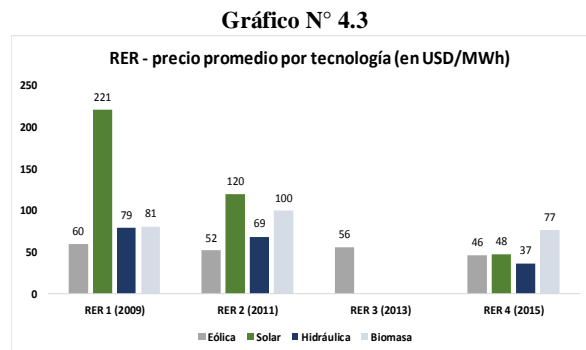
Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

Como resultado de lo anterior, la producción de energía acumulada a marzo de 2018 estuvo liderada por las centrales hidroeléctricas (65.8%), seguidas por las centrales termoeléctricas (27.6%) y renovables (6.6%). La producción acumulada por tipo de centrales a la fecha de corte se muestra en el Gráfico N° 4.2. Por su parte, a marzo de 2017 la producción de energía acumulada mostró una estructura similar, en la cual destacó la producción de las centrales hidroeléctricas (62.0%), termoeléctricas (33.0%), seguida de las renovables (5.0%). En este contexto, destaca la disminución interanual observada en la energía producida por las centrales térmicas, a razón de la rotura del ducto de líquidos del gas de Camisea en febrero del presente año. Asimismo, cabe mencionar el incremento en la energía producida con fuentes renovables, dado que las centrales C.H. Potrero, Parque Eólico Wayra, C.S. Rubí y C.S. Intipampa iniciaron sus operaciones comerciales.



Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

Respecto a las generadoras RER, es importante señalar que, como resultado de las cuatro subastas efectuadas, han sido otorgados 64 proyectos, los mismos que representan 1,257 MW de capacidad. Las subastas tienen cantidades definidas para cada una de las tecnologías solicitadas, dentro de las que destacan las centrales que operan en base a recursos hidráulicos y biomasa - bagazo, los cuales representan el 42.2% y 33.2% de la generación RER a marzo de 2018. El Gráfico N° 4.3 muestra el precio promedio obtenido en las subastas llevadas a cabo, diferenciándolas por el tipo de tecnología subastada.



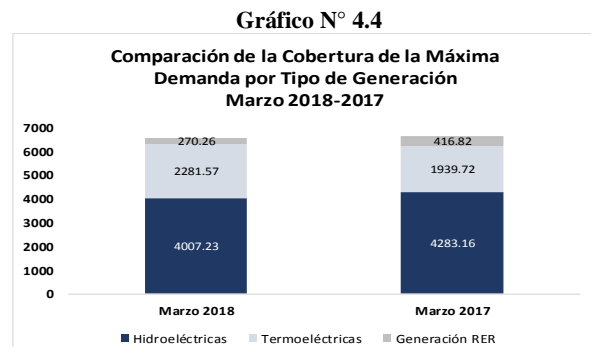
Fuente: Green Power Global / Elaboración: Equilibrium

En este contexto, es importante mencionar que, geográficamente, el sur del país es una fuente importante de energía renovable, destacando la puesta en marcha de la C.S. Rubí en Moquegua, la misma que se consolida como la planta solar más grande del Perú y cuenta con más de medio millón de paneles en 95 hectáreas¹⁸. Por su parte, el norte cuenta con Cupisnique y Talara, las centrales eólicas más grandes a nivel local; asimismo, la biomasa representa un importante potencial de uso en esta zona del país, producto del bagazo de caña, cascarilla de arroz y residuos hidrobiológicos presentes en los bosques secos.

¹⁷ No considera energía renovable producida con fuente hidráulica

¹⁸ Página web: <https://larepublica.pe/domingo/1223545-potencia-solar-en-el-sur>

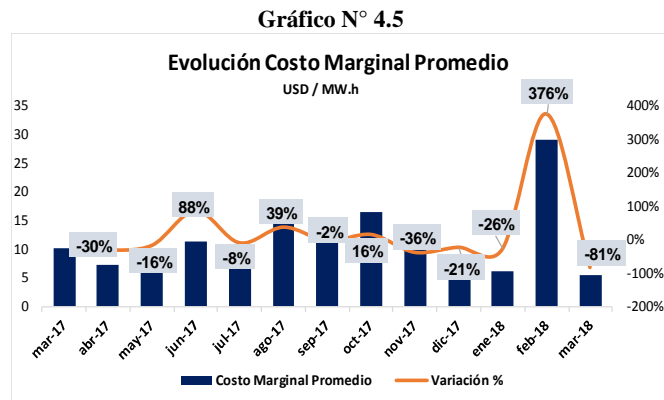
Por otro lado, la máxima demanda¹⁹ durante el año en curso fue registrada en el mes de marzo (6,639.69 MW), lo cual supuso un crecimiento de 1.23% respecto al mismo mes del año anterior. En este sentido, es importante mencionar que la máxima demanda observada fue atendida principalmente por las centrales hidroeléctricas (64.5%), seguida de las centrales térmicas (29.2%) y las generadoras RER (6.3%). Destaca la mayor participación de las generadoras hidroeléctricas (+6.9%) y RER (+54.2%), pese a que la última aún representa un porcentaje muy pequeño de la generación total. En contraste, se observó una menor participación de las centrales termoeléctricas (-15.0%) a la fecha de corte (ver Gráfico N° 4.4)



Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

4.2. Evolución del Costo Marginal

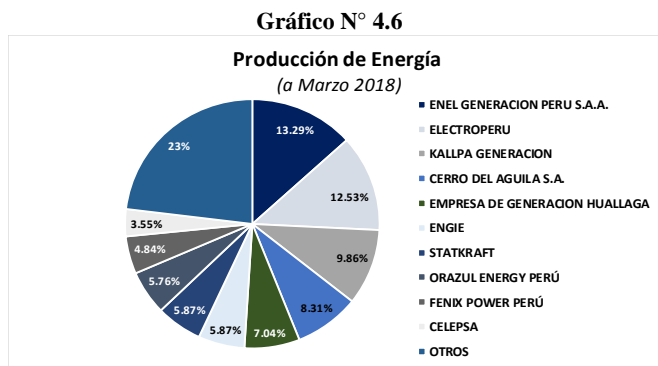
El costo marginal promedio mensual del SEIN se situó en 5.54 US\$/MW.h durante el mes de marzo de 2018 (10.26 US\$/MW.h a marzo de 2017), como resultado de una sobreoferta en el sector por las distorsiones que éste presenta. Asimismo, es importante mencionar que los principales proyectos de demanda para el año 2018, la ampliación de Antamina y de la concentradora de Toquepala, aún se encuentran en etapa de construcción, por lo cual no se ha observado un crecimiento significativo durante el año en curso. Respecto a las variaciones en el costo marginal promedio mensual durante el año 2018, es importante mencionar que en febrero se produjo una rotura en el ducto de líquidos del gas de Camisea, lo cual obligó a las centrales térmicas a reducir su generación eléctrica y, en consecuencia, entraron al despacho las centrales de reservas frías que operan a diésel. Como resultado de lo anterior, el precio *spot* se situó en niveles superiores a 150.0 US\$/MW.h en horas pico hasta que este problema fue solucionado, por lo cual en febrero de 2018 se observa un precio promedio de 29.02 US\$/MW.h. La evolución del costo marginal promedio durante los últimos 12 meses se muestra en el Gráfico N° 4.5.



Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

4.3. Participación de Mercado

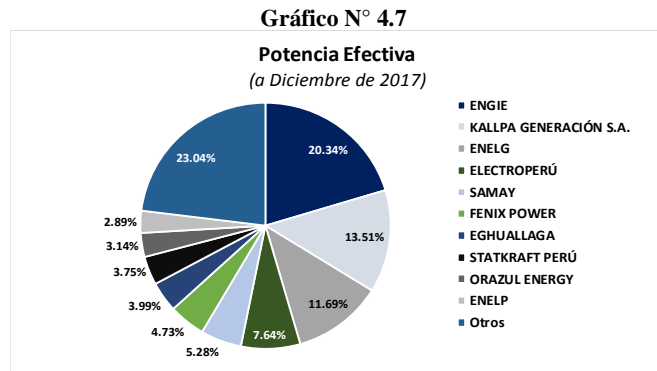
Respecto a la producción de energía por generadora integrante del COES durante el primer trimestre de 2018, se observa que las empresas de mayor participación fueron: Enel Generación Perú S.A. (13.29%), Electroperú (12.53%), Kallpa Generación (9.86%), Cerro del Águila S.A. (8.31%) y Empresa de Generación Huallaga (7.04%), las cuales concentran 51.02% de la producción total. En este contexto, cabe señalar que las generadoras hidroeléctricas con mayor participación dentro de su segmento son Electroperú, Cerro del Águila S.A. y Empresa de Generación Huallaga; asimismo, las principales generadoras térmicas por producción a la fecha de corte son Kallpa Generación, Enel Generación y Fenix Power Perú. El Gráfico N° 4.6 muestra la producción de energía acumulada a marzo de 2018, por generadora integrante del COES. En términos comparativos, cabe mencionar que a diciembre de 2017 la mayor participación de mercado recayó sobre Engie (15.95%), Electroperú (14.16%), Enel Generación Perú (12.01%), Fenix Power Perú (8.4%) y Kallpa Generación (6.95%). Es importante resaltar que la participación de las generadoras entre trimestres varía en función a las temporadas de avenida y estiaje.



Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

¹⁹ La máxima demanda corresponde a la máxima cantidad demandada que se registra en un punto en el tiempo, en el intervalo de un mes.

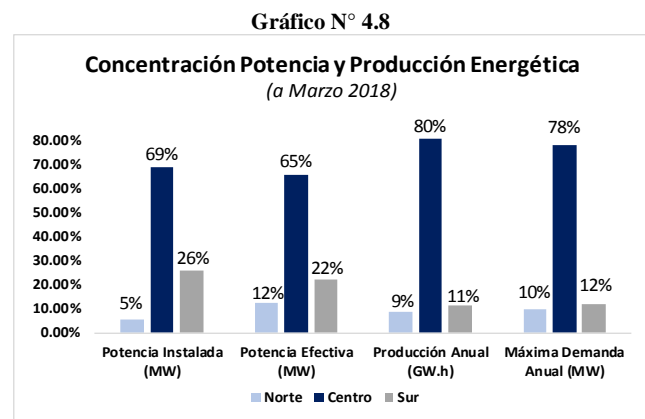
Según las estimaciones anuales realizadas por el COES, al 31 de diciembre de 2017, la potencia efectiva ascendió a 11,958.3 MW (12,078.1 MW a diciembre de 2016), mostrando una disminución de 1.01% entre ejercicios. Esta disminución responde a los retiros de operación comercial de las centrales C.H. Callahuana (84.2 MW), C.H. Chancay (10 MW), C.H. Rucuy (10 MW), C.H. Pías (12 MW), C.T. Taparachi (4.1 MW), C.T. Tablazo (26.4 MW) y C.T. Ilo1 (106.3 MW). Lo anterior se vio compensado por el ingreso de las centrales C.H. Portero (19.9MW), C.H. Marañón (19.4 MW), C.H. Yarucaya (15.5 MW), mini C.H. Cerro del Águila (9.9 MW) y C.H. Malascas1 (51.3 MW).



Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

Cabe resaltar que en la matriz de generación eléctrica del SEIN continúa observándose una mayor participación de capacidad efectiva de tipo termoelectrónico, la cual representó 56.84% del total (6,796.8 MW), mientras que la capacidad efectiva por tipo de generación hidroeléctrica se situó en 40.33% (4,822.4 MW), la eólica en 2.03% (243.2 MW) y la solar en 0.8% (96 MW). Las empresas que cuentan con una mayor potencia efectiva a diciembre de 2017 son: Engie (20.3%), Kallpa Generación S.A.²⁰ (13.5%), Enelg²¹ (11.7%), Electroperú (7.6%) y Samay²² (5.3%), como se puede observar en el Gráfico N° 4.7.

Según la distribución geográfica de las generadoras, la potencia efectiva se sitúa principalmente en la zona centro del país (7,825.8 MW), representando 65.4% del total, seguida de las zonas Norte (1,489.4 MW) y Sur (2,643.1 MW), las mismas que representan el 12.5% y 22.1% restantes, respectivamente. En este contexto, es importante mencionar que la concentración en un mismo espacio geográfico de tales niveles de capacidad instalada podría traer consigo complicaciones en el abastecimiento de energía ante cualquier contingencia que se pueda registrar, ya sea natural o de otra índole, por lo cual se requiere promover la generación en las zonas Norte y Sur del país, a modo de diversificar la generación de energía y acompañar a su vez el crecimiento de la demanda en los diferentes departamentos del país, producto principalmente de los principales proyectos mineros en vías de desarrollo. El detalle se muestra en el Gráfico N° 4.8.



Fuente: COES / Elaboración: Equilibrium

²⁰ Incluye la CT Kallpa, la CT Las Flores y la CH Cerro del Águila.

²¹ Incluye las centrales de Enel Generación Perú y Enel Generación Piura.

²² Incluye la CT Puerto Bravo, parte del Grupo Kallpa.

5. PERSPECTIVAS Y TENDENCIAS

- La distorsión en el precio *spot* del Mercado Mayorista de Electricidad ha traído consigo problemas importantes en el sector eléctrico, convirtiéndose así en un tema de debate actualmente. Las principales medidas que se encuentran en evaluación contemplan lo siguiente:
 - **Cambios adicionales en la declaración del costo del gas natural por parte de las generadoras térmicas:** Pese a la fijación de un costo mínimo vigente para las declaraciones futuras, aún se encuentran evaluándose alternativas para que las generadoras térmicas sinceren sus costos. En el corto plazo, se esperaría que estas opciones se materialicen y se registren mayores cambios respecto a la declaración de costos; no obstante, ésta debería realizarse de manera gradual, considerando incentivos para las generadoras térmicas.
 - **Restricciones para que los clientes regulados se conviertan en clientes libres:** Ante un precio *spot* bajo, las generadoras tienen incentivos para suscribir mayores contratos dado que cuentan con la alternativa de efectuar mayores retiros a un costo que, en ocasiones, puede ser inferior a su costo de producción. Producto de lo anterior, las distribuidoras ven reducida su base de clientes sin la posibilidad de renegociar las características principales de los contratos *take or pay* a largo plazo suscritos con las generadoras. En este contexto, se esperaría que se realicen modificaciones que le permitan a las distribuidoras disminuir el plazo de dichos contratos, asegurando a su vez que los contratos de mayores plazos sean únicamente suscritos con aquellos clientes que no pueden migrar al mercado de clientes libres. Asimismo, se está evaluando la posibilidad de modificar el consumo mínimo que una empresa debería tener para poder acceder a este mercado y negociar directamente con las generadoras, lo cual impactaría directamente en las pequeñas y medianas empresas.
 - **Facilidades para la generación de energía con fuentes renovables:** Las generadoras RER aún no producen una cantidad significativa de la energía del mercado; sin embargo, el Gobierno ha manifestado su interés en promover su participación, lo cual ayudaría a su vez a elevar la cobertura de electrificación rural. En un contexto de precios bajos, una mayor participación de generadoras RER supondría mayores desembolsos para los usuarios finales, producto del pago de una prima RER. Al respecto, si bien en condiciones normales la diversificación en las fuentes de energía sería positiva para el sistema, en la coyuntura actual podría estresar aún más los problemas del sector, por lo cual sería óptimo fijar los esfuerzos en corregir las distorsiones en el precio *spot* en primera instancia.
- Las modificaciones regulatorias que se esperan en el corto plazo estarían destinadas principalmente a crear las condiciones necesarias para que el precio *spot* se eleve. Según información publicada por OSINERGMIN, la puesta en marcha de proyectos en generación para el período 2018 – 2021 representaría un incremento de 8.0% sobre la Potencia Efectiva del SEIN al año 2017, ubicándose muy por debajo del incremento de 44.0% estimado inicialmente para el período comprendido entre los años 2015 y 2018. Por otra parte, durante el período 2018 - 2021 se espera que la culminación de importantes proyectos mineros impulse el crecimiento de la demanda a una tasa promedio anual de 4.2%, la misma que podría mostrar un mayor dinamismo durante los últimos años en línea con el crecimiento del PBI y la puesta en marcha de importantes proyectos en sectores no extractivos. En este contexto, cabe mencionar que el incremento de la demanda y la relativa estabilidad en la oferta ocasionarían que centrales térmicas de mayor costo despachen energía en el largo plazo, incrementando significativamente el precio *spot* e impactando en el consumidor final. Por este motivo, es necesario que los esfuerzos del Gobierno contemplan, además de la distorsión de precios, soluciones de largo plazo que incentiven la inversión en el sector.
- Tanto la oferta como la demanda se concentran en la zona centro del país y, según las estimaciones del COES, este panorama no cambiaría en el corto plazo. En miras de fomentar la descentralización, es importante que se culmine el Gaseoducto Sur Peruano y que a su vez se incentive el desarrollo de proyectos de gran envergadura en las zonas sur y norte, de tal manera que esto fomente la inversión en proyectos de transmisión y distribución.

Clasificación Otorgadas por Equilibrium a Generadoras del Sistema Eléctrico Peruano:

Durante los últimos 12 meses, Equilibrium ha otorgado clasificaciones públicas y privadas a empresas generadoras que representan el 63.6% de la producción de energía local durante el primer trimestre de 2018 y el 59.0% de la potencia efectiva al cierre del ejercicio 2017.

Las clasificaciones públicas otorgadas por Equilibrium a la fecha se pueden encontrar en la página web (www.equilibrium.com.pe), según se detalla:

Generadora	Bonos Corporativos	Acciones Comunes
Fénix Power Perú S.A.	-	1ª Clase.pe
Engie Energía Perú S.A.	AAA.pe	1ª Clase.pe

Contactos:

Claudia Pérez
Analista
cperez@equilibrium.com.pe

Paúl Lira
Director de Estándares Crediticios
plira@equilibrium.com.pe

Leyla Krmelj
Directora de Análisis Crediticio
lkrmelj@equilibrium.com.pe

(511) 616-0400

Derechos Reservados © 2018 Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.
Prohibida la reproducción total o parcial sin permiso de la Empresa.
Consultas a equilibrium@equilibrium.com.pe

© 2018 Equilibrium Clasificadora de Riesgo.

LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS EMITIDAS POR EQUILIBRIUM CLASIFICADORA DE RIESGO S.A. (“EQUILIBRIUM”) CONSTITUYEN LAS OPINIONES ACTUALES DE EQUILIBRIUM SOBRE EL RIESGO CREDITICIO FUTURO RELATIVO DE ENTIDADES, COMPROMISOS CREDITICIOS O DEUDA O VALORES SIMILARES A DEUDA, Y LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE INVESTIGACION PUBLICADAS POR EQUILIBRIUM (LAS “PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM”) PUEDEN INCLUIR OPINIONES ACTUALES DE EQUILIBRIUM SOBRE EL RIESGO CREDITICIO FUTURO RELATIVO DE ENTIDADES, COMPROMISOS CREDITICIOS O DEUDA O VALORES SIMILARES A DEUDA. EQUILIBRIUM DEFINE RIESGO CREDITICIO COMO EL RIESGO DE QUE UNA ENTIDAD NO PUEDA CUMPLIR CON SUS OBLIGACIONES CONTRACTUALES, FINANCIERAS UNA VEZ QUE DICHAS OBLIGACIONES SE VUELVEN EXIGIBLES, Y CUALQUIER PERDIDA FINANCIERA ESTIMADA EN CASO DE INCUMPLIMIENTO. LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS NO TOMAN EN CUENTA CUALQUIER OTRO RIESGO, INCLUYENDO SIN LIMITACION: RIESGO DE LIQUIDEZ, RIESGO DE VALOR DE MERCADO O VOLATILIDAD DE PRECIO. LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO Y LAS OPINIONES DE EQUILIBRIUM INCLUIDAS EN LAS PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO CONSTITUYEN DECLARACIONES DE HECHOS ACTUALES O HISTORICOS. LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO CONSTITUYEN NI PROPORCIONAN RECOMENDACIÓN O ASESORIA FINANCIERA O DE INVERSION, Y LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO CONSTITUYEN NI PROPORCIONAN RECOMENDACIONES PARA COMPRAR, VENDER O MANTENER VALORES DETERMINADOS. NI LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS NI LAS PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM CONSTITUYEN COMENTARIOS SOBRE LA IDONEIDAD DE UNA INVERSION PARA CUALQUIER INVERSIONISTA ESPECIFICO. EQUILIBRIUM EMITE SUS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICA SUS PUBLICACIONES CON LA EXPECTATIVA Y EL ENTENDIMIENTO DE QUE CADA INVERSIONISTA EFECTUARA, CON EL DEBIDO CUIDADO, SU PROPIO ESTUDIO Y EVALUACION DE CADA VALOR SUJETO A CONSIDERACION PARA COMPRA, TENENCIA O VENTA.

LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO ESTAN DESTINADAS PARA SU USO POR PEQUEÑOS INVERSIONISTAS Y SERÍA IMPRUDENTE QUE UN PEQUEÑO INVERSIONISTA TUVIERA EN CONSIDERACION LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO O PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM AL TOMAR CUALQUIER DECISION DE INVERSION. EN CASO DE DUDA USTED DEBERA CONSULTAR A SU ASESOR FINANCIERO U OTRO ASESOR PROFESIONAL.

TODA LA INFORMACION AQUI CONTENIDA SE ENCUENTRA PROTEGIDA POR LEY, INCLUYENDO SIN LIMITACION LAS LEYES DE DERECHO DE AUTOR (COPYRIGHT), Y NINGUNA DE DICHA INFORMACION PODRA SER COPIADA, REPRODUCIDA, REFORMULADA, TRANSMITIDA, TRANSFERIDA, DIFUNDIDA, REDISTRIBUIDA O REVENDIDA DE CUALQUIER MANERA, O ARCHIVADA PARA USO POSTERIOR EN CUALQUIERA DE LOS PROPOSITOS ANTES REFERIDOS, EN SU TOTALIDAD O EN PARTE, EN CUALQUIER FORMA O MANERA O POR CUALQUIER MEDIO, POR CUALQUIER PERSONA SIN EL CONSENTIMIENTO PREVIO POR ESCRITO DE EQUILIBRIUM.

Toda la información aquí contenida es obtenida por EQUILIBRIUM de fuentes consideradas precisas y confiables. Sin embargo, debido a la posibilidad de error humano o mecánico y otros factores, toda la información contenida en este documento es proporcionada “TAL CUAL” sin garantía de ningún tipo. EQUILIBRIUM adopta todas las medidas necesarias a efectos de que la información que utiliza al asignar una clasificación crediticia sea de suficiente calidad y de fuentes que EQUILIBRIUM considera confiables, incluyendo, cuando ello sea apropiado, fuentes de terceras partes. Sin perjuicio de ello, EQUILIBRIUM no es un auditor y no puede, en cada momento y de manera independiente, verificar o validar información recibida en el proceso de clasificación o de preparación de una publicación.

En la medida que ello se encuentre permitido por ley, EQUILIBRIUM y sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes y proveedores efectúan un descargo de responsabilidad frente a cualquier persona o entidad por cualquier pérdida o daño indirecto, especial, consecuencial o incidental derivado de o vinculado a la información aquí contenida o el uso o inhabilidad de uso de dicha información, inclusive si EQUILIBRIUM o cualquiera de sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes o proveedores es advertido por adelantado sobre la posibilidad de dichas pérdidas o daños, incluyendo sin limitación: (a) cualquier pérdida de ganancias presentes o potenciales, o (b) cualquier pérdida o daño derivado cuando el instrumento financiero correspondiente no sea objeto de una clasificación crediticia específica asignada por EQUILIBRIUM.

En la medida que ello se encuentre permitido por ley, EQUILIBRIUM y sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes y proveedores efectúan un descargo de responsabilidad por cualquier pérdida o daño directo o compensatorio causados a cualquier persona o entidad, incluyendo sin limitación cualquier negligencia (pero excluyendo fraude, dolo o cualquier otro tipo de responsabilidad que no pueda ser excluido por ley) en relación con o cualquier contingencias dentro o fuera del control de EQUILIBRIUM o cualquiera de sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes y proveedores, derivados de o vinculados a la información aquí contenida o el uso de o la inhabilidad de usar cualquiera de dicha información.

EQUILIBRIUM NO PRESTA NI EFECTUA, DE NINGUNA FORMA, GARANTIA ALGUNA, EXPRESA O IMPLICITA, RESPECTO A LA PRECISION, OPORTUNIDAD, INTEGRIDAD, COMERCIALIZACION O AJUSTE PARA CUALQUIER PROPOSITO ESPECIFICO DE CUALQUIER CLASIFICACION O CUALQUIER OTRA OPINION O INFORMACION.