

## INFORME SECTORIAL PERÚ: SECTOR ELECTRICIDAD

Con información al 31 de diciembre de 2023

Lima, 16 de mayo de 2024

### Equipo de Análisis

Alejandra Zelada  
[azelada@ratingspcr.com](mailto:azelada@ratingspcr.com)

Michael Landauro  
[mlandauero@ratingspcr.com](mailto:mlandauero@ratingspcr.com)

(511) 208.2530

### Racionalidad

La generación eléctrica es una actividad altamente procíclica y su evolución es empleada como un indicador adelantado del PBI, por lo que su desempeño es un termómetro de la economía. Se destaca una sobreoferta de generación eléctrica debido al crecimiento de las centrales eólicas y un aumento en la producción debido a las centrales termoeléctricas. Se tiene previsto alrededor 21 proyectos de transmisión eléctrica con una inversión de US\$ 1.2MM; asimismo, se estima que la demanda de energía eléctrica hasta el 2028 tenga un crecimiento de 3.1%. Por último, son cinco empresas en conjunto que representan el 58.7% del mercado de distribución.

### Resumen Ejecutivo

- **Sobreoferta de generación eléctrica.** El descalce entre oferta y demanda eléctrica se produce por el retraso y paralización de grandes proyectos de inversión. A dic-2023, la potencia efectiva ofertada registró un crecimiento marginal con relación a dic-2022, alcanzando los 13,693 MW (dic-22: 13,420 MW), debido al crecimiento en centrales eólicas (+260 MW), y centrales termoeléctricas (+83 MW), mientras que en las centrales hidroeléctricas la oferta de potencia efectiva registró una contracción poco significativa (-69 MW)<sup>1</sup>. Con ello el margen de reserva a dic-2023 se ubicó en 81.5%, superando la margen de reserva ideal de entre 30% y 40%.
- **Proyectos de transmisión eléctrica.** El subsector de transmisión cuenta con un total de 29,662 km de líneas de transmisión provistas por más de 22 compañías, entre las que destacan, Red de Energía del Perú (5,282 km), Consorcio Transmantaro (3,886 km) e Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A. (1,126 km). El Ministerio de Energía y Minas (MINEM), a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), comentó que hoy en día existen 21 proyectos de transmisión eléctrica en proceso de ejecución en el país, representando una inversión mayor a US\$ 1.2 MM.
- **Aumento de producción de energía eléctrica.** A dic-2023, la producción total acumulada por las empresas generadoras de energía eléctrica, que a su vez son integrantes del COES, totalizó 58,393 GWh, creciendo 4.1% anual (dic-2022: 56,084 GWh) a raíz del continuo desarrollo de actividades posterior a las restricciones impuestas en el Estado de Emergencia a mediados de marzo de 2020 aunado al incremento de producción en las centrales termoeléctricas. Las centrales termoeléctricas aportaron la mayor parte del crecimiento de la generación eléctrica en el SEIN (+2,373 GWh), seguido del crecimiento de la generación Eólicas (+423 GWh), luego la generación solar (+65 GWh) mientras que la generación hidroeléctrica presentó una disminución respecto a dic-2022 (-1,240 GWh).
- **Se estima un crecimiento de 3.1% en la demanda de energía eléctrica hasta el 2028.** De acuerdo con el COES, la proyección de la demanda para el 2025-2034, contempla un análisis energético a corto plazo, comprometiendo los periodos desde el 2025 a 2028, con ello estiman que la tasa de crecimiento promedio de la máxima demanda del SEIN, sería de 3.1% hasta el 2028, adicionalmente, se alcanzaría un incremento promedio anual de la máxima demanda de 270 MW, considerando un escenario de crecimiento medio para la demanda. Esta demanda sería abastecida principalmente por centrales hidroeléctricas (52%) y centrales térmicas a gas natural (38%).
- **Precio spot converge a 38 US\$/MWh.** A dic-2023, la tarifa en barra se ubicó en 61.3 US\$/MWh, mayor en 7.0% a la tarifa de dic-2022 (57.3 US\$/MWh); mientras que el costo marginal de la barra de referencia (barra Santa Rosa 220 kV) se ubicó en 38.0 US\$/MWh, con una contracción del 68.7% respecto a dic-2022 (86.3 USD/MWh).
- **Tendencias en el precio de la energía eléctrica.** Durante el tercer trimestre de 2023 se registró un importante crecimiento anual, cuando promediaron los 31.1 US\$/MWh. Por otro lado, los precios se elevarían en 100 US\$/Mwh tanto para el 2023 como para el 2024 en un contexto sin lluvias por los fenómenos climáticos. Finalmente, Osinergmin realizó una revisión de las tarifas eléctricas en abril de 2024 y concluyó que las tarifas eléctricas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) no tendrán variaciones.
- **Principales empresas de distribución de electricidad.** A dic-2023, Enel Distribución, que tiene la concesión del norte de la capital, obtuvo una participación de 13.7%, Luz del Sur, que tiene la concesión en el sur de la capital, obtuvo una

<sup>1</sup> Fuente: Reporte Mensual de Operación – COES.

participación del 12.1%. Por su lado, Electro Perú alcanzó una participación del 11.6%, Engie del 10.8% y Kallpa del 10.5. Es decir, estas empresas en conjunto representan el 58.7% del mercado de distribución. Así, a dic-2023, la venta de energía en el mercado regulado fue de 34,159,650 MWh; mientras que en el mercado libre fue 41,597,319 MWh.

## Contexto Económico

En el 2023, la economía peruana registró una contracción de -0.6% respecto al 2022. Esta reducción se da principalmente a la incidencia negativa del sector manufactura, construcción, agropecuario y pesca. Cabe señalar, que el desempeño de la actividad productiva en las regiones se vio perjudicado por la presencia del ciclón Yaku, en especial al norte del país que ocasionó inundaciones, huaicos y desbordes, afectando el tránsito de las vías terrestres; así como El Niño costero, que afectó las actividades primarias (agropecuario y pesca) y de transformación (manufactura y construcción), al igual que los rezagos de los conflictos sociales de finales del año anterior e inicio del presente que afectó las expectativas de inversionistas y demás agentes económicos, aunado a los inicios del fenómeno de El Niño Global y el brote de gripe aviar. El menor dinamismo general en estos sectores generó que el sector financiero también tenga una contracción general en el dinamismo de los créditos. Otro factor importante es la menor demanda de productos no tradicionales principalmente de Norteamérica.

En cuanto al desempeño de los principales sectores que componen el PBI local a dic-2023, los que presentaron crecimiento fueron Minería e Hidrocarburos (+8.2%, derivado del avance de la minería metálica en cobre y hierro por Quellaveco, Las Bambas y Southern, contrastando la menor explotación de líquidos de gas natural y petróleo crudo), Energía (+3.7%, impulsado principalmente por la mayor generación de electricidad durante el primer semestre del año) y Comercio (+2.4%, derivado por el mayor comercio al por mayor en maquinarias, equipos médicos, electrónicos y repuestos mineros; comercio minorista por venta de combustible y lubricantes, medicinas, cosméticos, prendas de vestir, ventas online, entre otros).

En contraste, los sectores que mostraron mayor contracción fueron Construcción (-7.9%, debido al menor consumo de cemento por las prolongadas lluvias, huaycos, menores obras privadas, la caída de la autoconstrucción, así como bloqueos y marchas violentas), sector Manufactura (-6.7%, derivado del menor actividad no primario como madera, cemento, fabricación de prendas, entre otros), Agropecuario (-2.9%, debido al retraso de siembras y cosechas de la presente campaña agrícola y desfavorables condiciones climáticas por ausencia de lluvias, que afectaron el normal desarrollo y fortificación del cultivo), y finalmente el sector pesca (-19.8%, relacionado a los cambios en temperaturas que afectaron en la superficial del mar y la ausencia de condiciones biológicas favorables que permiten el desarrollo de actividades extractivas en la zona Centro-Norte). Los choques de oferta durante el 2023 tuvieron impacto relevante en la producción nacional; esto, aunado a la aún baja confianza empresarial respecto a lo previsto, redujo el crecimiento de las actividades no primarias. En cuanto a las condiciones climatológicas, estas tuvieron un impacto negativo en la producción agropecuaria y pesquera en el año.

PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS PERÚ							
INDICADORES	2019	2020	2021	2022	2023	2024 (E)***	2025 (E)
PBI (var. % real)	2.2%	-11.0%	13.6%	2.7%	-0.6%	3.0%	3.0%
PBI Minería e Hidrocarburos (var. %)	0.0%	-13.4%	7.5%	0.35%	8.2%	2.0%, 1.5%	2.2%, 4.2%
PBI Manufactura (var. %)	-1.7%	-12.5%	18.6%	1.0%	-6.7%	3.9%, 3.1%	4.1%, 3.0%
PBI Electr & Agua (var. %)	3.9%	-6.1%	8.5%	3.9%	3.7%	3.9%	3.0%
PBI Pesca (var. % real)	-17.2%	4.2%	2.8%	-13.7%	-19.8%	10.5%	14.4%
PBI Construcción (var. % real)	1.4%	-13.3%	34.5%	3.0%	-7.9%	3.2%	3.4%
Inflación (var. % IPC)*	1.9%	2.0%	6.4%	8.5%	3.24%	2.2%	2.0%
Tipo de cambio cierre (S/ por US\$)**	3.34	3.50	3.88	3.83	3.71	3.75 – 3.80	3.73 – 3.80

Fuente: INEI-BCRP / Elaboración: PCR

\*Variación porcentual últimos 12 meses

\*\*BCRP, tipo de cambio promedio de los últimos 12 meses. Encuesta de Expectativas de Tipo de Cambio BCRP.

\*\*\*BCRP, Reporte de Inflación de marzo 2024. Las proyecciones de minería e hidrocarburos están divididas, respectivamente, así como el de manufactura en primaria y no primaria respectivamente.

Sin embargo, para 2024, se estima que la proyección de crecimiento volvería a crecer en 3.0% impulsadas por varios factores, incluyendo la normalización de condiciones climáticas y la consecuente recuperación de sectores primarios como agro, pesca y manufactura a partir del segundo trimestre. Asimismo, se espera que el nivel de precios llegue al rango meta. Finalmente, estas condiciones favorables harían que la capacidad adquisitiva de los agentes económicos se recupere, así como un entorno sociopolítico estable favorecería la inversión privada, teniendo incidencia directa en sectores como construcción, manufactura y servicios. En cuanto a la tasa de inflación, esta sería de 2.2% al cierre del 2024, una baja respecto al reporte previo (2.3%). Esta revisión se debe a la menor incidencia de los fenómenos climatológicos sobre el precio de los alimentos. Con ello, el Perú sería una de las primeras economías de la región en lograr retornar la inflación al rango meta y en particular, donde la inflación sin alimentos y energía (inflación subyacente) seguiría su trayectoria decreciente. Asimismo, la inflación se reducirá en el horizonte de proyección y cerrará en 2.0% en el 2025.

El sesgo al alza del balance de riesgos para la proyección de inflación se mantiene. Así, los riesgos para la proyección incluyeron principalmente las siguientes contingencias: (i) la ocurrencia de fenómenos naturales de relativa intensidad, que podrían interrumpir las cadenas de suministros globales y el abastecimiento de mercados internos, traducándose en mayores precios de alimentos y costos de transporte; (ii) choques financieros por presiones al alza del tipo de cambio, salida de capitales y mayor volatilidad en los mercados financieros por episodios de mayor incertidumbre política o por el incremento de la volatilidad de los mercados financieros internacionales; (iii) choques de demanda interna por demoras en la recuperación de la confianza del consumidor y empresarial, que podrían deteriorar las perspectivas del gasto privado (el impacto de este riesgo se ha reducido respecto a diciembre); y (iv) choques de demanda externos por la desaceleración del crecimiento global, que implicaría una menor demanda por nuestros productos de exportación.

## **Análisis Cualitativo**

### **Estructura del Sector Electricidad**

De acuerdo al Osinergmin<sup>2</sup>, las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano comprenden: i) Generación, que consiste en la producción de energía, ii) Transmisión, que consiste en el transporte de energía de alta tensión, iii) Distribución, relacionado al transporte de energía de media y baja tensión, iv) Comercialización, la cual está relacionada a las transacciones monetarias y v) Operación, encargada de coordinar las transacciones físicas de energía entre la oferta y demanda.

Los intercambios físicos de energía en el Perú son administrados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual inyecta primero al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) la energía producida por las generadoras más eficientes, con el objetivo de construir una curva de oferta de energía eléctrica más eficiente. Las empresas de transmisión se encargan del transporte de la energía hacia las subestaciones reductoras de voltaje para luego ser transportada por las distribuidoras o despachada a los clientes libres<sup>3</sup>. Si la energía es derivada a las distribuidoras, se transportan principalmente a los clientes regulados<sup>4</sup>, aunque las distribuidoras también pueden abastecer a los clientes libres.

Por otro lado, los intercambios monetarios se definen en base a clientes mayoristas y minoristas. La primera, se refiere a la comercialización que existe entre generadores, distribuidores y clientes libres; mientras que la segunda, a la comercialización con los usuarios regulados. Dependiendo del tipo de mercado, los mecanismos de asignación de precios pueden basarse en contratos bilaterales, licitaciones y tarifas reguladas.

### **Esquemas tarifarios**

Con el objetivo de establecer una tarifa de energía bajo un esquema de competencia y asimismo incentivar el ingreso de generación de energía de manera eficiente, en 2006 se estableció el sistema de subastas de electricidad a largo plazo. Mediante ella, se establece la obligación de las empresas distribuidoras para contar con la capacidad necesaria para atender la demanda esperada de sus consumidores con tres años de antelación, y contar con contratos de suministro de energía con las empresas generadoras con una duración superior a cinco años para atender el 75% de la demanda.

Los precios establecidos en estos contratos de mediano y largo plazo (licitaciones de las empresas de distribución) son denominados **precios firmes**, ya que no pueden ser modificados por acuerdo de las partes, salvo exista una autorización del Osinergmin.

### **Clientes libres**

Los usuarios con demandas anuales superiores a 2,500 kW son denominados clientes libres, y por lo tanto pueden negociar las condiciones de suministro eléctrico con las empresas de generación o distribución. Según el tipo de contrato los precios pueden ser de dos tipos: precios libres, si los contratos son bilaterales, o precios firmes, si los compromisos se han llevado a cabo a través de una subasta.

### **Clientes regulados**

Los usuarios con una demanda anual máxima de 200 kW, y los medianos consumidores que decidieron ser regulados cuando sus consumos anuales se encuentran entre los 200 y 2,500 kW, son denominados clientes regulados. Las tarifas máximas que pagan los usuarios regulados quedan determinadas por: i) los precios de nivel de generación, ii) los peajes unitarios a los sistemas de transmisión, y iii) el Valor Agregado de Distribución.

- **Precios a nivel de generación (PNG):**

Los PNG están conformados por tres componentes: a) las tarifas en barra, b) los precios firmes de las licitaciones de largo plazo y c) contratos bilaterales. Los **precios en barra** son regulados por Osinergmin y calculados en base a los precios básicos de energía, precios básicos de potencia y los peajes de transmisión. Los **precios firmes** de los contratos de mediano y largo plazo que resultan de las subastas realizadas por las empresas distribuidoras, los cuales no podrán exceder en más de 10% a los precios en barra.

<sup>2</sup> Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

<sup>3</sup> Clientes con una demanda máxima anual superior a 2,500 kw. Suelen ser importantes complejos mineros, comerciales e industriales.

<sup>4</sup> Clientes con una demanda máxima anual inferior a 200 kw. Suelen ser los hogares.

- **Peajes de transmisión:**

Es el cargo cobrado por el uso de las redes de transmisión entre los generadores y los usuarios finales. Para ello se reconocen los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento (COyM), para los cuales se cuenta con tres mecanismos de compensación: la tarifa regulada por Osinergmin, los contratos BOOT<sup>5</sup> y RAG<sup>6</sup>; y el mecanismo de licitaciones. Estos mecanismos de compensación remuneran básicamente a dos sistemas de transmisión; el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT).

- **Precios a nivel distribución:**

Las tarifas de la actividad de distribución reciben el nombre de Valor Agregado de Distribución (VAD) y es el resultado de agregar los costos asociados al usuario<sup>7</sup>, las pérdidas estándar de energía o potencia<sup>8</sup>, y los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento<sup>9</sup>, los cuales se calculan por separado dependiendo de las inversiones en líneas de media tensión y baja tensión, de los que resultan los VAD en Media Tensión (VADMT) y los VAD en Baja Tensión (VADBT).

## **Normativa Vigente**

El marco regulatorio del sector eléctrico empezó con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, para fomentar la eficiencia económica, estableciendo los criterios de operación y responsabilidades de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y dando por terminado el monopolio que hasta ese entonces mantenía el Estado para las tres actividades del sector. En línea con esta ley, en el año 1997 se añadió al marco regulatorio la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico. Asimismo, con el objetivo de incentivar la inversión privada se promulgó en julio 2006 la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006), en la cual se establecen las bases para las licitaciones, las operaciones en el mercado de corto plazo, las responsabilidades del COES, y la segmentación por tipos de clientes libres y regulados.

## **Generación**

Perú cuenta con centrales de generación eléctrica tanto de fuentes renovables (hidro, eólica, solar, bagazo y biogás) como no renovables (carbón, petróleo y gas natural). Históricamente la generación era aportada principalmente por las centrales hidroeléctricas; sin embargo, en pro de la diversificación de las fuentes de generación, se lograron instalar nuevas plantas termoeléctricas, en el marco de una nueva matriz energética.

Posteriormente, el Gobierno decidió promover el uso de energías renovables no convencionales a través de las subastas RER (Recursos Energéticos Renovables), lo que ha promovido el ingreso al mercado de nuevas plantas eólicas y solares, cabe destacar que, debido a su mayor coste, estas energías reciben un subsidio para poder operar. Hasta la fecha se han realizado cuatro subastas RER, la última realizada en 2016, y se espera que una quinta subasta sea convocada por el Ministerio de Energía y Minas; sin embargo, aún no hay fecha para ello. Cabe recordar que, para promover este tipo de tecnología, en las subastas se garantizaba un precio por generación para los próximos 20 años. En la medida que el costo de generación de estas tecnologías se fue reduciendo, el precio garantizado registró la misma tendencia. Así, en 2010 los precios de la energía solar eran de 120 US\$/MWh, y la eólica de 80 US\$/MWh, mientras que para la cuarta subasta (con precios de 2015), el precio de la energía eólica era de 37 US\$/MWh y la solar de 48 US\$/MWh. Con ello, las tecnologías renovables se han vuelto muy competitivas, por lo que ya no se acogen al DL 1002 del 2008 que introdujo las subastas RER. Recientemente, Enel culminó su central eólica Punta Lomitas (260 MW), la cual tendría un costo producción de US\$ 40 MWh, por lo que podrían competir directamente en el mercado.

A dic-2023, la potencia efectiva ofertada registró un crecimiento marginal con relación a dic-2022, alcanzando los 13,693 MW (dic-2022: 13,420 MW), debido al crecimiento en centrales eólicas (+260 MW), y centrales termoeléctricas (+83 MW), mientras que en las centrales hidroeléctricas la oferta de potencia efectiva registró una contracción poco significativa (-69 MW). Con ello el margen de reserva<sup>10</sup> a dic-2023 se ubicó en 81.5%, superando el margen de reserva ideal de entre 30% y 40%.

---

<sup>5</sup> Build, Own, Operate and Transfer.

<sup>6</sup> Remuneración Anual Garantizada.

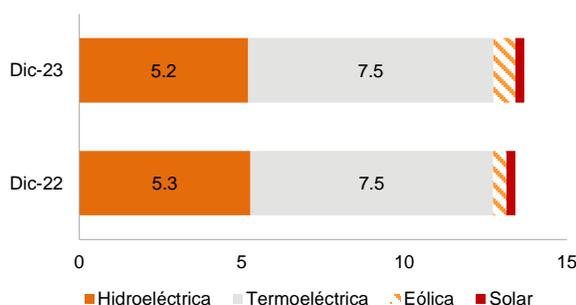
<sup>7</sup> Incluye los pagos por lectura de medidor y factura.

<sup>8</sup> Solo son reconocidas las pérdidas técnicas y no las pérdidas de otro tipo como los robos de energía.

<sup>9</sup> Incluye las inversiones eficientes, y los costos de operación, mantenimiento, gestión comercial y administración también eficientes.

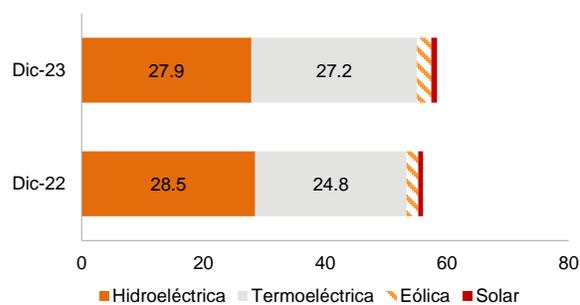
<sup>10</sup> El margen de reserva se encuentra dividiendo la reserva de potencia entre la máxima demanda del sistema. Cabe destacar que, en abril de 2021, se publicó la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, en la que establece el margen de reserva mínimo para el periodo mayo 2021 a abril 2022 fue de 37.4%. Asimismo, de mayo 2022 a abril 2023, fue 35.0%. Posteriormente, de mayo 2023 a abril 2024, el margen es de 33.9% y; finalmente, para el periodo de mayo 2024 a abril 2025 será de 32.3%.

POTENCIA INSTALADA (MILES DE MW) – DICIEMBRE 2023



Fuente: COES / Elaboración: PCR

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE GENERACIÓN (Miles de GWh) – DICIEMBRE 2023



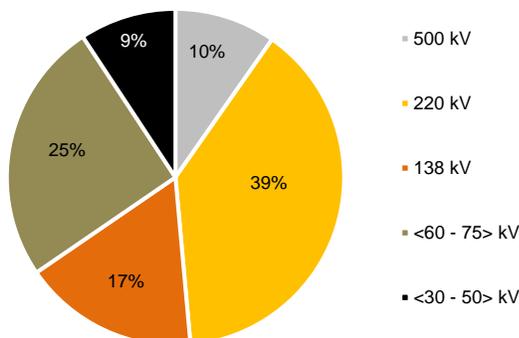
Fuente: COES / Elaboración: PCR

### Transmisión

El subsector de transmisión cuenta con un total de 29,662 km de líneas de transmisión<sup>11</sup> provistas por más de 22<sup>12</sup> compañías, entre las que destacan, Red de Energía del Perú (5,282 km), Consorcio Transmantaro (3,886 km) e Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A. (1,126 km). Debido a que la generación de energía eléctrica se concentra en el centro del país, estas compañías presentan una importante restricción para la distribución de energía hacia otras zonas del Perú. Las líneas de transmisión a nivel de nacional están compuestas por las líneas de alta tensión (tensión mayor a 36 kV hasta 220 kV<sup>13</sup>) un 81.0%, siendo las más empleadas las líneas de alta tensión de 220 Kv. Las líneas de alta tensión son empleadas para el transporte a largas distancias. Cabe destacar que el uso de una mayor tensión es necesario para reducir las pérdidas de energía.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM), a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), comentó que hoy en día existen 21 proyectos de transmisión eléctrica en proceso de ejecución en el país, representando una inversión mayor a US\$ 1.2 MM. Estos proyectos abarcan línea de transmisión y subestaciones eléctricas; además, contribuirán con la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y permitirán impulsar actividades industriales y económicas proporcionando un suministro continuo con una mejor calidad de servicio<sup>14</sup>.

LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, POR NIVEL DE TENSIÓN



Fuente: MINEM / Elaboración: PCR

### Distribución

A diferencia del subsector de generación, las compañías de distribución operan bajo un régimen de monopolio natural en una zona de concesión determinada a plazo indefinido. En el Perú existen 129<sup>15</sup> compañías distribuidoras integrantes del COES, de las cuales 4 de ellas son empresas Distribuidoras, 67 son Generadoras, 16 son Transmisoras y los 52 restantes son Usuarios Libre.

<sup>11</sup> Última información disponible al cierre de 2022. Anuario Estadístico de Electricidad (MINEM).

<sup>12</sup> Con información disponible al 31 de dic-2022. Anuario Estadístico de Electricidad (MINEM).

<sup>13</sup> Código Nacional de Electricidad.

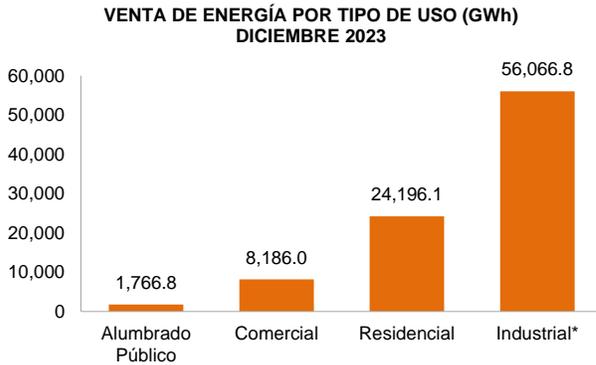
<sup>14</sup> Diario Gestión (24 abril de 2024).

<sup>15</sup> Última información disponible al cierre de 2023.

## Análisis Cuantitativo

### Producción y Costos

El desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación con el crecimiento de la economía debido al importante peso de la demanda Industrial<sup>16</sup> en el consumo eléctrico del país, el cual explicó, a dic-2023<sup>17</sup>, el 62.1% de la energía eléctrica vendida, seguida del Residencial (26.8%), Comercial (9.1%) y Alumbrado Público (2.0%). Por otro lado, por tipo de mercado, los Clientes Libres representa el 54.9% del total, mientras que los Regulados el 45.1% restante. Cabe destacar que los clientes regulados también están conformados por pequeñas y medianas empresas que no demandan un gran consumo de energía eléctrica.



\*/ Incluye minería, manufactura, pesca, hidrocarburos, entre otros.  
Fuente: Osinermin / Elaboración: PCR

**VENTA DE ENERGÍA POR TIPO DE MERCADO (Part. %)  
DICIEMBRE 2023**



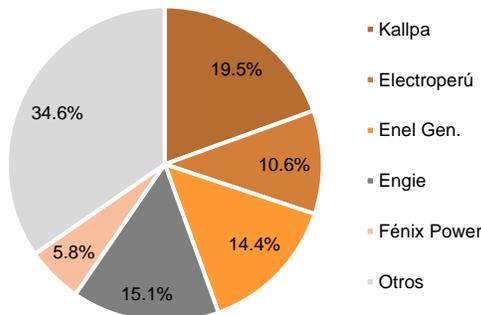
Fuente: Osinermin / Elaboración: PCR

A dic-2023, la producción total acumulada por las empresas generadoras de energía eléctrica, que a su vez son integrantes del COES, totalizó en 58,393 GWh, creciendo 4.1% anual (dic-2022: 56,084 GWh) a raíz del continuo desarrollo de actividades posterior a las restricciones impuestas en el Estado de Emergencia a mediados de marzo de 2020 aunado al incremento de producción en las centrales termoeléctricas, la cual, a dic-2023 se incrementó en 9.6%, totalizando en 27,220 GWh representando el 46.6% de la producción total al corte de análisis.

Adicionalmente, la producción de energía eólica registró un incremento del 21.9% totalizando en 2,353 GWh, asimismo la producción de energía solar siguió la misma línea registrando un incremento del 16.4%, estos dos segmentos registran una participación conjunta del 5.6%, con ello, lograron mitigar la menor producción de las centrales hidroeléctricas, las cuales registraron una ligera contracción del 2.2% en la producción, totalizando en 27,864 GWh con una participación del 47.7%.

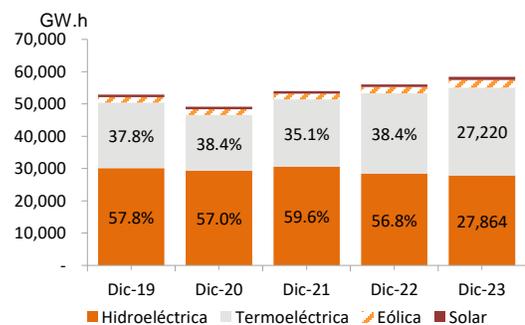
Por otro lado, al corte de evaluación, el mercado de generación está conformado por 64 empresas generadoras, de las cuales cinco compañías produjeron 65.4% del total de energía eléctrica producida: Kallpa, Electroperú, Enel Generación, Engie y Fénix Power, representando el 19.5%, 10.6%, 14.4%, 15.1% y el 5.8% del total producido en el SEIN, respectivamente. Respecto al tipo de producción por tipo de generación, 47.4% fue de origen hidroeléctrico, 46.6% termoeléctrico, 4.0% eólico y 1.6% solar.

**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR EMPRESA – DICIEMBRE 2023**



Fuente: COES / Elaboración: PCR

**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE GENERACIÓN –  
DICIEMBRE 23**



Fuente: COES / Elaboración: PCR

<sup>16</sup> Incluye minería, manufactura, pesca, hidrocarburos, entre otros.

<sup>17</sup> Última información disponible.

### Proyecciones<sup>18</sup>

De acuerdo con el COES, la proyección de la demanda para el 2025 - 2034, contempla un análisis energético a corto plazo, comprometiéndose los periodos desde el 2025 a 2028, con ello estiman que la tasa de crecimiento promedio de la máxima demanda del SEIN, sería de 3.1% hasta el 2028, adicionalmente, se alcanzaría un incremento promedio anual de la máxima demanda de 270 MW, considerando un escenario de crecimiento medio para la demanda. Esta demanda sería abastecida principalmente por centrales hidroeléctricas y centrales térmicas a gas natural, con una participación promedio del 52% y 38% respectivamente.

Para el análisis energético a largo plazo, para el 2030 se presentarían congestiones para algunos escenarios de demanda y generación, principalmente en la zona Noroeste, Centro Sierra, Sur Medio y Sur Este con demanda optimista y mayor desarrollo de generación renovable, aunado al desarrollo de generación hidroeléctrica, principalmente para la zona Sur Este. A detalle, el COES estima sobrecargas en la LT 220 kV en las zonas de Pomacocha – San Juan, Abancay – Cotaruse, Suriray – Cotaruse, Pariñas – Valle Chira, sobrecarga en las LT 500 kV Bicentenario – Poroma, sobrecarga en las LT 138 kV Colectora – Poroma y Socabaya – Cerro Verde.

En el largo plazo para el 2034, se presentarían congestiones en las líneas de 220 kV en la zona de Pariñas, Celendín – Cállic y Cállic – Belaunde Terry para escenarios de alta demanda con generación hidroeléctrica, finalmente se presentarían congestiones en las líneas de 500kV en escenarios de alta penetración renovable en el Sur Medio.

OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS HACIA EL 2027			
Eólica	Solar	Térmica	Hidroeléctrica
Punta Lomitas (2023)	Clemesí (2023)	Termoeléctrica de Talara (2023)	Centauro Etapa I (2024)
Expansión Punta Lomitas (2023)			Centauro Etapa II (2025)
Wayra Extensión (2024)			San Gabán (2027)
San Juan (2024)			
Ampliación Punta Lomitas (2025)			

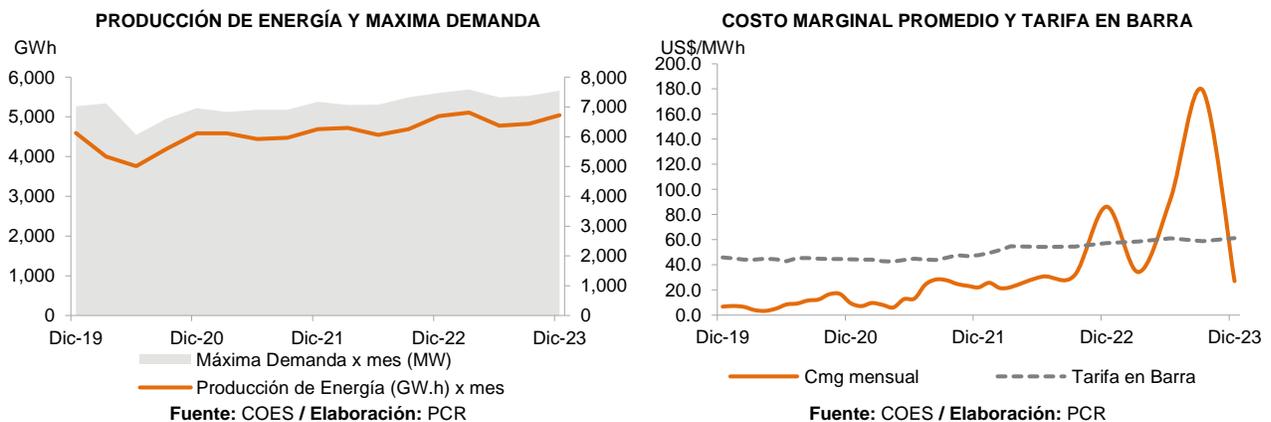
Fuente: COES / Elaboración: PCR

En caso no se concreten mayores proyectos de generación, principalmente de energías renovables no convencionales (ERNC), la generación eléctrica con diésel podría dispararse a partir de 2025 y 2026. Es importante mencionar que, si bien existe una reserva de diésel relevante para atender la demanda hasta 2034, la generación eléctrica a base de diésel es la más cara del SEIN, lo que se traduce en mayores costos de producción y, aunque no de manera inmediata, en mayores precios de electricidad para el consumidor final.

Finalmente, con el objetivo de no comprometer un mayor quemado de diésel y cubrir la creciente demanda hacia el 2034, se deben considerar nuevos proyectos de ERNC a partir del 2027; se requeriría que la penetración de las energías eólica y solar en el sistema pase del actual 6% a 22% en 2030 y 28% en 2034, respectivamente.

### Costo marginal y precio en barra

En el mercado mayorista, el precio usado es el costo marginal, el cual es definido como el costo incurrido por el SEIN para proveer una unidad adicional de energía determinada cada 15 minutos, mientras que el precio en barra es la tarifa máxima establecida por el organismo regulador para el cálculo de los costos de generación de energía de los usuarios regulados. Cabe destacar que el costo marginal presenta una mayor variabilidad ya que se ajusta según las demandas de corto plazo de las distribuidoras y de los clientes libres.



<sup>18</sup> Fuente: Portal COES – Actualización Plan de Transmisión 2025-2034. Enlace: <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTI#>

A dic-2023, la tarifa en barra se ubicó en 61.3 US\$/MWh, mayor en 7.0% a la tarifa de dic-2022 (57.3 US\$/MWh); mientras que el costo marginal de la barra de referencia (barra Santa Rosa 220 kV) se ubicó en 38.0 US\$/MWh, con una contracción del 68.7% respecto a dic-2022 (86.3 US\$/MWh).

## **Regulación Operativa y Normas Legales que afectan las Actividades del Sector Eléctrico**

- Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 167-2022-OS-CD, publicada el 2 de setiembre del 2022, se aprueba el Procedimiento Técnico del COES N° 34 "Determinación del Costo Variable de Mantenimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-34).
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 171-2022-OS-CD, publicada el 18 de setiembre del 2022, se modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" (PR 31).
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 231-2022-OS/CD, publicada el 19 de diciembre de 2022, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 02 "Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad" (PR-02).
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 230-2022-OS/CD, publicada el 21 de diciembre de 2022, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 13 "Cálculo de la Energía Firme, Verificación Anual de la Cobertura de la Energía Comprometida y Balance Mensual de la Potencia Comprometida" (PR-13).
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 011-2023-OS-CD, publicada el 30 de enero del 2023, se aprueba el Factor de Recargo del Fondo de Compensación Social Eléctrica aplicable a los cargos tarifarios de los usuarios del servicio público de electricidad de los sistemas interconectados y el Programa Trimestral de Transferencias Externas correspondiente al periodo del 4 de febrero al 30 de abril de 2023.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 015-2023-OS-CD, publicada el 30 de enero del 2023, se aprueba el Precio a Nivel Generación en las Subestaciones Base para la determinación de las tarifas máximas a los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, correspondientes al trimestre febrero – abril 2023.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 016-2023-OS-CD, publicada el 30 de enero del 2023, se aprobaron los factores de actualización para determinar los cargos unitarios para el trimestre febrero – abril 2023.
- Mediante Ley N° 31713, el Congreso de la República aprobó la Ley que suspende la aplicación del artículo 3-A de la Ley 27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 056-2023-OS-CD, publicada el 15 de abril del 2023, se aprobaron los precios en Barra para el período mayo 2023 – abril 2024.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 057-2023-OS-CD, publicada el 15 de abril del 2023, se modifican los Peajes a que se refiere la Resolución N° 070-2021-OS/CD, fijan el Cargo Unitario de Liquidación de los Sistemas Secundarios de Transmisión y/o Sistemas Complementarios de Transmisión asignados a la demanda; y dictan otras disposiciones.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 059-2023-OS-CD, publicada el 15 de abril del 2023, se modifica la asignación de Responsabilidad de Pago por el uso de las instalaciones tipo SSTG, SSTGD y ST059 consignados en el Cuadro 10.1 y la asignación de responsabilidad de pago del Cuadro 10.4 del Anexo N° 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 063-2023-OS-CD, publicada el 16 de abril del 2023, se aprueba la Norma "Procedimiento de Aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)".
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 072-2023-OS-CD, publicada el 28 de abril del 2023, se aprueba el Factor de Recargo del Fondo de Compensación Social Eléctrica aplicable a los cargos tarifarios de los usuarios del servicio público de electricidad de los sistemas interconectados, de los usuarios libres; así como el Programa Trimestral de Transferencias Externas correspondiente al periodo del 1 de mayo al 3 de agosto de 2023.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 068-2023-OS-CD, publicada el 29 de abril del 2023, se aprueba el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado al Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, desde el 1 de mayo de 2023 hasta el 30 de abril de 2024.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 069-2023-OS-CD, publicada el 29 de abril del 2023, se aprueba el Precio a Nivel Generación en las Subestaciones Base para la determinación de las tarifas máximas a los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, para el trimestre mayo - agosto 2023.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 079-2023-OS-CD, publicada el 19 de mayo del 2023, se modifican los Procedimientos Técnicos del COES N° 46 "Garantías y Constitución de Fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" (PR-46) y N° 47 "Valorizaciones Diarias en el Mercado Mayorista de Electricidad" (PR-47).
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 113-2023-OS-CD, publicada el 3 de junio del 2023, se modifica la Resolución N° 056-2023-OS/CD, que aprobó los Precios en Barra para el periodo mayo 2023 – abril 2024.
- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 115-2023-OS-CD, publicada el 3 de junio del 2023, se reemplaza el Cuadro 10.4 del Anexo N° 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD de la fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, periodo mayo 2021 - abril 2025, modificado con la Resolución N° 154-2021-OS/CD.

- Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 124-2023-OS-CD, publicada el 22 de junio del 2023, se aprueba el “Procedimiento para la Calificación de Solicitudes de Exclusión de Interrupciones del Servicio Eléctrico para el Cálculo de Compensaciones”.
- Mediante la Resolución del Consejo Directivo Osinergmin 203-2023-OS-CD, publicada el 28 de noviembre del 2023, se fija el Margen de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia del Sistema Eléctrico interconectado Nacional para el año 2024.
- Mediante la Resolución del Consejo Directivo Osinergmin 233-2023-OS-CD, publicada el 21 de diciembre del 2023, se dispone a prorrogar el plazo para la recuperación de comentarios y sugerencias al proyecto normativo “Procedimiento para la Atención de Situaciones de Riesgo Eléctrico Grave”.
- Mediante la Resolución del Consejo Directivo Osinergmin 003-2024-OS-CD, publicada el 18 de enero del 2024, se dispone la ampliación de plazo para retiro de cableado aéreo eléctrico en Centro Históricos.
- Mediante la Resolución del Consejo Directivo Osinergmin 006-2024-OS-CD, publicada el 23 de enero del 2024, se aprueba las Bases Ajustadas de la Licitación de Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas: Enel Distribución, Electro Ucayali, Hidrandina

### **Tendencias del precio del mercado libre**

En cuanto al impacto en el precio en el mercado *spot*, durante el tercer trimestre del 2023 se registró un incremento de 447.1% versus al periodo del año anterior, cuando promediaron los 31.1 US\$/MWh<sup>19</sup>. Sin embargo, según COES, en dic-2023 el costo marginal fue de 27.0 US\$/MWh disminuyendo en 68.7% en comparación a dic-2022 tomando como Referencia Santa Rosa. Hacia marzo 2024, en el área norte del país, el mayor precio *spot* fue en Piura Oeste alcanzando los 29.2 US\$/MWh; en el área centro fue en Chavarría llegando a 26.6 US\$/MWh; y finalmente, en el área sur, Tintaya Nueva con 28.3 US\$/MWh.

### **Tendencias del precio del mercado *spot* en el largo plazo**

Durante el tercer trimestre del 2023 los costos para la generación eléctrica estuvieron al alza y se podrá reflejar en mayores precios en las subastas de compra de electricidad que Osinergmin prevé que se convocarían en el 2024, los cuales podrían llegar a ser las bases de las tarifas de los siguientes años. Esto debido a la persistencia en la caída de la producción hidroeléctrica desde fines del 2022 hasta la fecha, el cual podría extenderse durante el 2024 debido al Fenómeno de El Niño, amenazando con incrementar y mantener altos los precios de energía para los próximos años<sup>20</sup>.

Por otro lado, la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin elaboró el informe N° 711-2022 GRT, en el que se explicaba cómo afectan los elevados costos marginales en el mercado. Según el informe, el primer efecto sería el alza en los precios de energía que usuarios libres contratan con generadoras o distribuidoras de energía mientras que el segundo efecto involucra un alza de precios para las siguientes licitaciones de suministros que se realizarían en el 2024. Así, los precios se elevarían en 100 US\$/Mwh tanto para el 2023 como para el 2024 en un contexto sin lluvias por los fenómenos climáticos.

### **Tendencia en el precio del mercado regulado**

La recuperación del país tras una recesión evidenciada durante el 2023 y su efecto rebote aún son inciertos, ante lo cual el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES) se ha planteado diversos escenarios sobre el efecto que tendría una recuperación, o no, en la oferta y demanda de electricidad en el país<sup>21</sup>. Asimismo, Osinergmin realizó una revisión de las tarifas eléctricas en abril de 2024 y concluyó que las tarifas eléctricas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) no tendrán variaciones. La variación acumulada de las tarifas domiciliarias en el SEIN resultó en una reducción de 9.7% y a nivel de los Sistemas Eléctricos Aislados se tuvo una reducción de 18.9%. Por otro lado, para las tarifas de los Sistemas Eléctricos Aislados a nivel nacional, se espera una baja de 2.49% para usuarios domiciliarios y -3.70% para usuarios comerciales e industriales<sup>22</sup>.

### **Mercado de distribución**

Las empresas de distribución tienen como principales clientes a los llamados Clientes Regulados, los cuales en su gran mayoría son los Clientes Residenciales. Además, también atienden a clientes Comerciales y Clientes Libres. Debido a que el *core* de sus ingresos están relacionados a los Clientes Residenciales, las empresas de distribución cuentan con una mayor estabilidad en su demanda, gozando además de un crecimiento vegetativo en línea con el crecimiento de la población.

Dentro de las principales empresas de distribución, destacan las cinco compañías que se dividen el suministro de la ciudad de Lima. Así, con cifras a dic-2023, Enel Distribución, que tiene la concesión del norte de la capital, obtuvo una participación de 13.7%, Luz del Sur, que tiene la concesión en el sur de la capital, obtuvo una participación del 12.1%. Por su lado, Electro Perú alcanzó una participación del 11.6%, Engie del 10.8% y Kallpa del 10.5. Es decir, estas empresas en conjunto representan el 58.7% del mercado de distribución. Así, al cuarto trimestre del 2023, la venta de energía en el mercado regulado fue de 19 416,228 GWh; mientras que en el mercado libre fue 32 543,607 GWh.

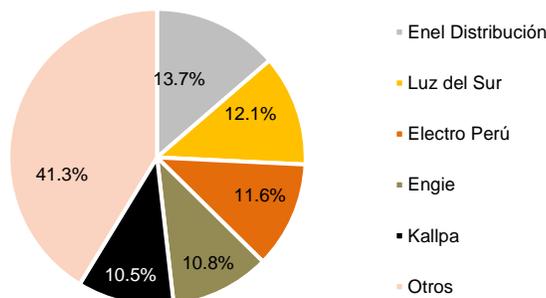
<sup>19</sup> Diario La República (16 de octubre de 2024).

<sup>20</sup> Diario Gestión (20 de setiembre de 2023).

<sup>21</sup> Diario Gestión (29 de marzo de 2024).

<sup>22</sup> Diario Gestión (16 de abril de 2024).

**VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN POR EMPRESA (GWh)  
DICIEMBRE 2023**



Fuente: Osinergmin / Elaboración: PCR

## Conclusiones y Perspectivas

- A dic-2023, la potencia efectiva ofertada alcanzó los 13,693 MW debido al crecimiento de centrales eólicas y termoeléctricas. El 62.1% de la energía eléctrica vendida fue al sector industrial, el 26.8% Residencial, 9.1% Comercial y 2% Alumbrado Público. Y, la producción total acumulada por las empresas generadoras de energía eléctrica totalizó 58,393 GWh.
- El costo marginal presenta una mayor variabilidad ya que se ajusta según las demandas de corto plazo de las distribuidoras y de los clientes libres. A dic-2023, la tarifa en barra se ubicó en 61.3 US\$/MWh mientras que el costo marginal de la barra de referencia se ubicó en 38.0 US\$/MWh.
- El subsector de transmisión cuenta con 29,662 km de líneas de transmisión provistas por más de 22 compañías. Asimismo, el MINEM, comentó que existen 21 proyectos de transmisión eléctrica en proceso de ejecución (+US\$ 1.2 MM), lo que permitirá impulsar actividades industriales y económicas. Las compañías de transmisión operan bajo un régimen de monopolio natural de concesión, de las cuales, 129 son distribuidores integrantes del COES en Perú.
- Según el COES, la proyección de la demanda del 2025 al 2034, contempla un análisis energético a corto plazo, estimando que la tasa de crecimiento promedio de la máxima demanda del SEIN, sería de 3.1% hasta el 2028. Para el análisis energético a largo plazo, para el 2030 se presentaría congestiones para algunos escenarios de demanda y generación. En caso no se concreten mayores proyectos de generación, principalmente de energías renovables no convencionales (ERNC), la generación eléctrica con diésel podría dispararse a partir de 2025 y 2026.
- Los costos de la generación eléctrica estuvieron altos reflejándose en los precios de las subastas de compra de electricidad debido a la caída de la producción hidroeléctrica desde fines del 2022 hasta la fecha. Por otro lado, las tarifas de los Sistemas Eléctricos Aislados a nivel nacional, se espera una caída de 2.49% para domicilios y -3.70% para usuarios comerciales e industriales.

## Bibliografía y/o Fuentes

- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES (2023). Boletines Mensuales. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES (2023). Informes de Evaluación Mensual. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Informes/EvaluacionMensual>
- Instituto Nacional de Estadística e Informática – INEI (2023). Informe Técnico – Producción Nacional Disponible en: <https://www.inei.gob.pe/biblioteca-virtual/boletines/produccion-nacional/1/>

## Anexo

Generación Eléctrica (GWh)	Dic-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23
Hidráulica	30,168	29,318	30,664	28,486	27,864
Térmica	20,313	17,288	20,723	24,847	27,220
Eólica	1,646	1,803	1,801	1,930	2,353
Solar	762	778	802	821	956
<b>Total</b>	<b>52,889</b>	<b>49,187</b>	<b>53,990</b>	<b>56,084</b>	<b>58,393</b>
Principales Indicadores					
Costo marginal (US\$/MWh)	6.8	9.5	22.1	86.3	27.0
Tarifa en barra (US\$/MWh)	45.9	44.5	47.7	57.3	61.3
Máxima Demanda (GWh)	7,018	6,960	7,173	7,467	7,545