

## INFORME SECTORIAL PERÚ: SECTOR ELECTRICIDAD

Con información al 31 de diciembre de 2022

Lima, 18 de julio de 2023

### Equipo de Análisis

Luis Roas  
[lroas@ratingspcr.com](mailto:lroas@ratingspcr.com)

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

(511) 208.2530

### Contexto Económico

La economía peruana registró un crecimiento de 2.7% al 2022<sup>1</sup>, sostenido por la mayor operatividad del consumo privado impulsando el sector no primario como el de comercio y servicios (+3.2%), debido a la normalización de las actividades económicas restringidas durante pandemia. No obstante, se consideró la presencia de los conflictos sociales durante diciembre 2022 que ralentizaron el desarrollo regular de actividades en los sectores de manufactura, comercio y servicios. Por otro lado, el mercado de viviendas, que había generado buen desempeño en el 2021, cayó en un contexto de menor demanda y mayor costo de financiamiento, registrándose una contracción de créditos hipotecarios en 19.4%<sup>2</sup>.

En cuanto al desempeño de los principales sectores que componen el PBI local a 2022, los que presentaron crecimiento fueron agropecuario (+4.3%), hidrocarburos (+4.0% por mayor extracción de petróleo y gas), construcción (3.0%, impulsado por mayor ejecución de obras públicas), derechos de importación y otros impuestos (+3.4%), comercio (+3.3%), electricidad y agua (+3.0%) y manufactura no primaria (+2.3%) En contraste, los sectores que mostraron contracción fueron pesca (-13.7% afectado por temperaturas anómalas en el mar), minería metálica (-0.2% por menores niveles de extracción y producción de algunas mineras), manufactura primaria (-2.9% por menor actividad pesquera).

Cabe precisar que los sectores más representativos continúan siendo Servicios (50.6%) que incluye alojamiento, restaurantes, almacenaje, transporte, entre otros, seguido de Manufactura (12.4%), Minería (11.3%), Comercio (10.6%), mientras que los demás en conjunto representa el 15.1% restante.

#### PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS PERÚ

| INDICADORES                           | 2018  | 2019   | 2020   | 2021  | 2022                  | PROYECCIÓN  |                 |
|---------------------------------------|-------|--------|--------|-------|-----------------------|-------------|-----------------|
|                                       |       |        |        |       |                       | 2023        | 2024            |
| PBI (var. % real)                     | 4.0%  | 2.2%   | -11.0% | 13.6% | 2.7%                  | 2.6%        | 3.0%            |
| PBI Minería e Hidrocarburos (var. %)  | -1.5% | 0.0%   | -13.4% | 7.5%  | 0.35%<br>-0.2% / 4.0% | 7.0% / 4.7% | 3.1% / 4.9%     |
| PBI Manufactura (var. %)              | 5.7%  | -1.7%  | -12.5% | 18.6% | 1.0%                  | 2.4%        | 2.0% - 3.3%**** |
| PBI Electr & Agua (var. %)            | 4.4%  | 3.9%   | -6.1%  | 8.5%  | 3.9%                  | 4.6%        | 3.9%            |
| PBI Pesca (var. % real)               | 39.8% | -17.2% | 4.2%   | 2.8%  | -13.7%                | 5.0%        | 3.5%            |
| PBI Construcción (var. % real)        | 5.4%  | 1.4%   | -13.3% | 34.5% | 3.0%                  | 1.0%        | 3.2%            |
| Inflación (var. % IPC)*               | 2.0%  | 1.9%   | 2.0%   | 6.4%  | 8.5%                  | 3.0%        | 2.4%            |
| Tipo de cambio cierre (S/ por US\$)** | 3.36  | 3.36   | 3.60   | 3.97  | 3.81                  | 3.85 – 3.90 | 3.92 – 3.96     |

Fuente: INEI-BCRP / Elaboración: PCR

\*Variación porcentual últimos 12 meses

\*\*BCRP, tipo de cambio promedio de los últimos 12 meses.

\*\*\*BCRP, Reporte de Inflación a marzo 2023. Las proyecciones de minería e hidrocarburos están divididas, respectivamente.

\*\*\*\*Primaria y no primaria, respectivamente.

El BCRP proyecta que para los años 2023 y 2024 se espera un crecimiento de 2.6% y 3.0%, respectivamente. Cabe indicar que el ritmo de crecimiento se ajusta al alza, debido a una moderación de los conflictos sociales de principios de año, recuperando la confianza empresarial y el registro de mayor nivel de la demanda interna. Además, la proyección se sostiene en mejores condiciones para los sectores primarios, principalmente de minería metálica, dado el inicio de operaciones del proyecto Quellaveco. Mientras que para el 2024, se prevé también que los sectores turismo y restaurantes alcancen niveles similares a los que registró previo a la pandemia.

Asimismo, el BCRP estima que la inflación interanual retorne al rango meta en el cuarto trimestre de este año. Esta proyección asume la reversión del efecto de factores transitorios sobre la tasa de inflación (tipo de cambio, precios internacionales de combustibles y alimentos) en un contexto en que la brecha del producto se irá cerrando gradualmente y la reducción de los choques de oferta en el sector agrícola, derivaran a expectativas de inflación decrecientes y una actividad económica alrededor de su nivel potencial.

Finalmente, el BCRP menciona que se mantiene el sesgo al alza en la proyección de inflación. Los riesgos en la proyección consideran principalmente las siguientes contingencias: (i) continuidad en los conflictos geopolíticos, que pueden intensificar la crisis energética y alimentaria y posibles eventos climáticos que impacten la economía (ii) persistencia de desaceleración en el

<sup>1</sup> Banco Central de Reserva del Perú. Reporte de Inflación marzo 2023.

<sup>2</sup> CAPECO, Informe Económico de Construcción N° 62 publicado en febrero 2023.

crecimiento económico mundial junto a una menor demanda de exportación; (iii) un menor nivel de actividad local de no recuperarse la confianza empresarial y del consumidor y (iv) presiones al alza del tipo de cambio y mayor volatilidad en los mercados financieros por episodios de salidas de capitales en economías emergentes o aumento de la incertidumbre política.

## Análisis

Los intercambios físicos de energía en 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 al mínimo costo. 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.

Los intercambios monetarios se definen de acuerdo con el tipo de mercado: libre y regulado. La primera, se refiere a la comercialización entre generadoras, distribuidoras y clientes libres; mientras que la segunda, a la comercialización entre generadoras, distribuidoras y clientes regulados.

### Normativa Vigente

El marco regulatorio del sector eléctrico empezó en 1992 con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, 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, el ingreso de generación de energía de manera eficiente y establecer una tarifa de energía bajo un esquema de competencia, 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.

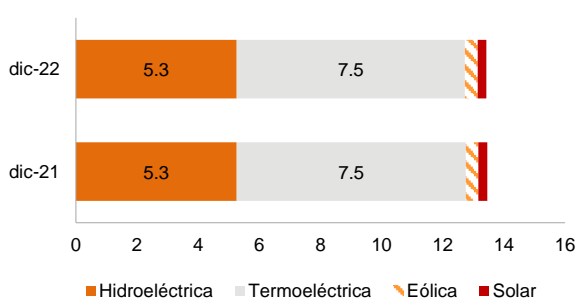
### Generación

A la fecha, Perú cuenta con centrales de generación 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. Posteriormente, el Gobierno decidió promover el uso de energías renovables a través de las subastas RER (Recursos Energéticos Renovables), lo que ha impulsado el ingreso de nuevas plantas eólicas y solares al mercado; cabe destacar que, debido a su mayor coste, estas energías reciben un subsidio para poder operar.

### Producción y Potencia

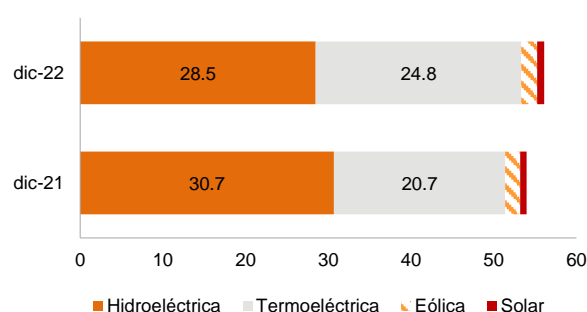
A diciembre 2022, la potencia efectiva ofertada registró una ligera disminución de 0.2% respecto a dic-2021, alcanzando los 13,420 MW (dic-21: 13,451 MW), debido al decrecimiento en las centrales termoeléctricas (-26.2 MW), solares (-4.0 MW) e hidroeléctricas (-1.0 MW). Con ello el margen de reserva<sup>5</sup> a dic-22 se ubicó en 79.7%, superando el margen de reserva ideal (30%-40%).

POTENCIA INSTALADA (MILES DE MW) – DICIEMBRE 2022



Fuente: COES / Elaboración: PCR

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE GENERACIÓN (Miles de GWh) – DICIEMBRE 2022



Fuente: COES / Elaboración: PCR

### Transmisión

El subsector de transmisión<sup>6</sup> contaba con un total de 29,638 km de líneas de transmisión provistas por 21 compañías, entre las que destacan, Red de Energía del Perú (5,282 km), Consorcio Transmantaro (3,886 km), Interconexión Eléctrica Isa Perú (1,126 km) y ATN (1,041 km). Debido a que la generación de energía eléctrica se concentra en el centro del país, estas compañías

<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.

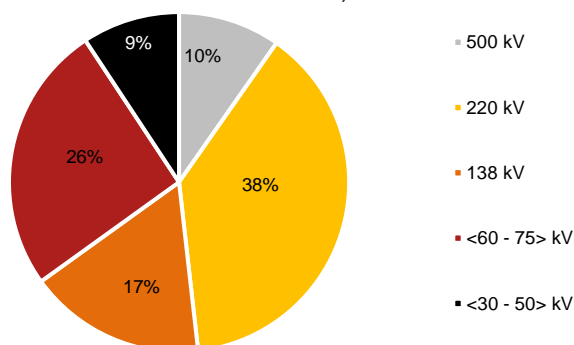
<sup>5</sup> El margen de reserva se encuentra dividiendo la reserva de potencia entre la máxima demanda del sistema. Cabe destacar que, en abril de 2021, publicó la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, en la que establece el margen de reserva mínimo para el periodo mayo 2021 a abril 2022 es de 37.4%. Posteriormente, para el periodo mayo 2022 a abril 2023, el margen será 35.0%.

<sup>6</sup> Última información disponible. Anuario Estadístico de Electricidad 2021 (Minem).

presentan una importante restricción para la distribución de energía hacia otras zonas del Perú. Asimismo, 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>7</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.

Debido a la naturaleza del sector eléctrico, la expansión de la capacidad instalada y de su red de transmisión debe ser planificada con años de antelación en base a las proyecciones de consumo. En el caso de la red de transmisión, si bien ya se había identificado la necesidad de licitar proyectos de transmisión en el norte y el sur del país, el retraso en la adjudicación de los proyectos de transmisión viene generando problemas de congestión; es decir, no es posible transmitir toda la energía requerida por la demanda<sup>8</sup>, por lo que la falta de entrega de energía se está cubriendo localmente con la generación eléctrica a diésel, lo que eleva los costos de generación. Como se mencionó previamente, gran parte de la generación eléctrica del Perú se ubica en el centro del país, por lo que es necesario contar con una red de transmisión con la capacidad suficiente para poder llevar la energía a la zona que más lo demande. Los proyectos del Plan de Transmisión son elaborados por el COES en conjunto con el MINEM y su adjudicación es encargada de Proinversión; sin embargo, este último no ha podido colocar los proyectos en los plazos establecidos.

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 23<sup>9</sup> compañías distribuidoras integrantes del COES, de las cuales 2 de ellas concentran más del 55% de la facturación anual, en vista que suministran energía a Lima. Solo tres compañías pertenecen al sector privado, las restantes son propiedad del Estado.

### 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>10</sup> en el consumo eléctrico del país, el cual a diciembre 2022 explicó el 67.5% de la energía eléctrica vendida, seguida del Residencial (20.8%), Comercial (9.5%) y Alumbrado Público (2.3%). Así, si bien el consumo Residencial y de Alumbrado Público presenta una ligera tendencia positiva y estable, el consumo Industrial y Comercial están fuertemente correlacionados con la actividad económica. Por tipo de mercado, los Clientes Libres representan el 59.6% del total, mientras que los Regulados, el 40.4%. Cabe destacar que los clientes regulados también están conformados por pequeñas y medianas empresas que no demandan un gran consumo de energía eléctrica.

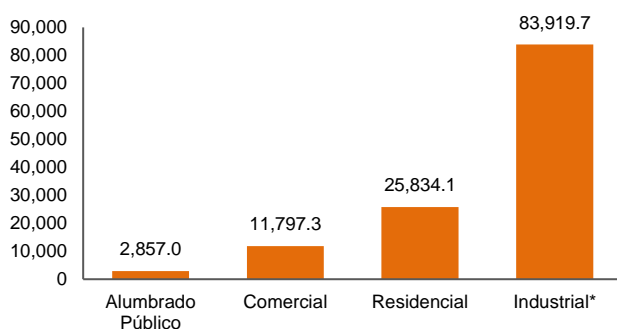
<sup>7</sup> Código Nacional de Electricidad.

<sup>8</sup> Diario Gestión (7 de marzo de 2022).

<sup>9</sup> Última información disponible. Anuario Estadístico de Electricidad 2021 (Minem).

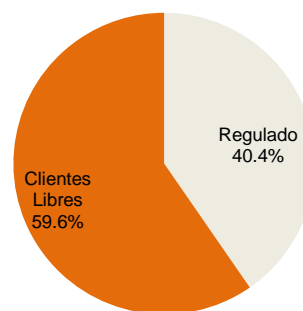
<sup>10</sup> Incluye minería, manufactura, pesca, hidrocarburos, entre otros.

**VENTA DE ENERGÍA POR TIPO DE USO (GWh)  
DICIEMBRE 2022**



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

**VENTA DE ENERGÍA POR TIPO DE MERCADI (Part. %)  
DICIEMBRE 2022**



Fuente: Osinergmin / Elaboración: PCR

A diciembre 2022, la producción total acumulada por las empresas generadoras de energía eléctrica, las que a su vez son integrantes del COES, fue de 56,084 GWh, creciendo 3.9% con relación a diciembre 2021 y continuando con el crecimiento frente al normal desarrollo de actividades posterior a las restricciones impuestas en el Estado de Emergencia a mediados de marzo de 2020. Crecimiento que se viene registrando a partir de febrero de 2021 con niveles superiores a los de prepandemia.

En los dos primeros meses del 2021, la generación eléctrica registró un retroceso, en parte explicado por el efecto estadístico, ya que tanto enero como febrero de 2020, fueron meses prepandemia. Para el segundo trimestre de 2021 la gran mayoría de actividades económicas operaban libres de restricciones (con excepción de las empresas relacionadas al sector de comercio retail, restaurantes, turismo y centros de entretenimiento), por lo que la producción registró un crecimiento de 31.1% (QoQ); mientras que, en el tercer trimestre, ya con demanda cercana a los niveles prepandemia, el crecimiento fue de 7.2% (QoQ), y en el cuarto trimestre ralentizó aún más, avanzando a penas 3.0% (QoQ). A dic-22, la producción de energía eléctrica registró un crecimiento de 3.9% (QoQ), superando los niveles de obtenidos en periodo prepandemia (2.6%).

Durante el 2022, las centrales termoeléctricas aportaron la mayor parte del crecimiento de la generación eléctrica en el SEIN (+ 4,123.4 GWh respecto a dic-21), seguido del crecimiento de las fuentes RER (+148.7 GWh respecto a dic-21). Ambos crecimientos lograron compensar la contracción de la generación hidroeléctrica (-2,178.1 GWh respecto a dic-21). De esta manera, se totalizó una generación eléctrica de 56,084 GWh al final del periodo.

En relación con los participantes del mercado de generación, a dic-22, el sector cuenta con 63 empresas generadoras de las cuales, cinco compañías produjeron 60.5% del total de energía eléctrica producida: Kallpa, Electroperú, Enel Generación, Engie y Fénix Power, representando el 18.4%, 9.1%, 12.6%, 12.7% y el 7.7% del total producido en el SEIN, respectivamente. Respecto al tipo de producción por tipo de generación, 50.8% fue de origen hidroeléctrico, 44.3% termoeléctrico, 3.4% eólico y 1.5% solar.

### Proyecciones para 2023

En enero de 2022, el COES estimó que la producción eléctrica podría incrementarse en 7.8%<sup>11</sup> en 2022, la cual podría ser una cota superior al crecimiento, ya que no se tiene previsto el ingreso de importantes proyectos que generen un incremento de la demanda. Posteriormente, el COES revisó a la baja la proyección del consumo de electricidad, ubicándolo a 4.6%<sup>12</sup> debido principalmente a las paralizaciones mineras como es el caso de Las Bambas, la cual mantiene suspendida sus operaciones desde abril y que posee un consumo de energía eléctrica de 120 MW que pasó a 10 MW debido a las paralizaciones. Asimismo, se consideró que la proyección podría tener un ajuste a la baja mucho menor, tomando en cuenta los conflictos sociales relacionados que generen la paralización de operaciones en otras minas, así como retrasos en el inicio de operaciones de las Refinería de Talara, el proyecto Quellaveco, y la culminación de las ampliaciones de Mina Justa, Toromocho y Aceros Arequipa, y que a la fecha no se han generado nuevos negocios o proyectos de inversión. Así, a dic.22, la producción eléctrica totalizó 56,084 GWh, creciendo 3.9% respecto a dic-21.

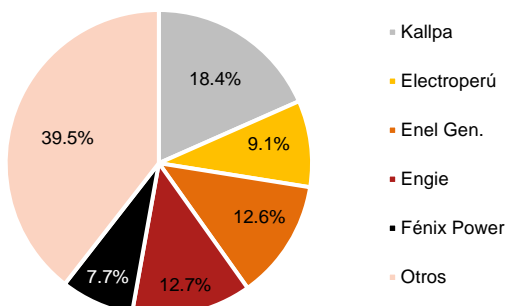
Para 2023, las proyecciones del COES se revisaron al alza, el cual pasó de un crecimiento estimado de 4.1% a 5.4%<sup>13</sup>, esto debido principalmente a los retrasos que vienen presentando algunos proyectos, y cuya demanda fue trasladada a la proyección del siguiente año.

<sup>11</sup> Diario Gestión (20 de octubre de 2021).

<sup>12</sup> Diario Gestión (27 de julio de 2022).

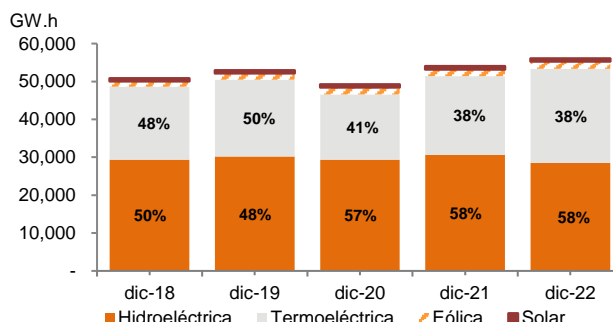
<sup>13</sup> Ídem

### PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR EMPRESA - DICIEMBRE 2022



Fuente: COES / Elaboración: PCR

### PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL POR TIPO DE GENERACIÓN

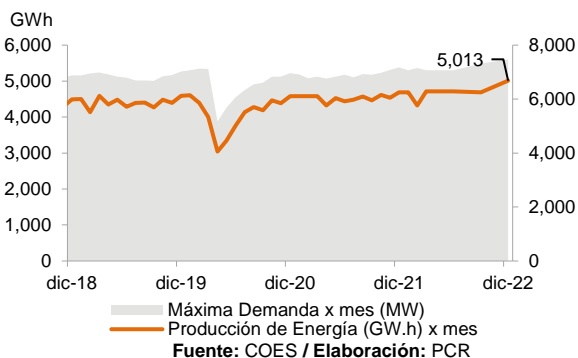


Fuente: COES / Elaboración: PCR

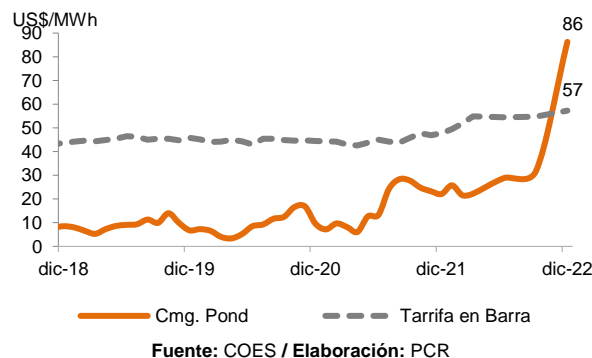
### Costo marginal y precio en barra

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.

### PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MÁXIMA DEMANDA



### COSTO MARGINAL PROMEDIO Y TARIFA EN BARRA



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

(a) Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 006-2022-OS-CD, publicada el 29 de enero del 2022, 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, aplicables para el siguiente trimestre, a partir de 04 de febrero de 2022.

(b) Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 007-2022-OS-CD, publicada el 29 de enero del 2022, se aprueban los factores de actualización "p" y "FA" aplicables para determinar los cargos unitarios por compensación a partir del 04 de febrero de 2022.

(c) Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 035-2022-OS-CD, publicada el 17 de marzo del 2022, se modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (PR-22)", aprobado mediante Res. N° 003-2020-OS-CD.

(d) Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 057-2022-OS-CD, publicada el 15 de abril del 2022, se dispone la publicación de los Informes Técnicos de la Gerencia de Regulación de Tarifas N° 188-2022-GRT, N° 189-2022-GRT y N° 190-2022-GRT "Proceso de Regulación de los Precios en Barra correspondiente al periodo mayo 2022 – abril 2023".

(e) Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 077-2022-OS-CD, publicada el 30 de abril del 2022, 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

(f) Mediante la Resolución Ministerial N° 160-2022-MINEM/DM, publicada el 30 de abril de 2022, se fijaron en siete (7) horas, las Horas de Regulación de acuerdo con lo establecido en el literal d) del artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2022 hasta el 30 de abril de 2026.

(g) Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 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 Termoelectrica" (PR-34).

**(h)** 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).

**(i)** 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).

**(j)** 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).

**(k)** 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.

**(l)** 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.

**(m)** 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.

**(ñ)** 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