

## ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A. Y SUBSIDIARIA

<b>Informe con EEFF al 31 de diciembre de 2023<sup>1</sup></b>	<b>Fecha de comité: 28 de mayo de 2024</b>
Periodicidad de actualización: semestral	Sector Eléctrico, Perú
<b>Equipo de Análisis</b>	
Julio Rioja Ruíz <a href="mailto:rrioja@ratingspcr.com">rrioja@ratingspcr.com</a>	Michael Landauro <a href="mailto:mlandauro@ratingspcr.com">mlandauro@ratingspcr.com</a> (511) 208.2530

HISTORIAL DE CLASIFICACIONES							
Fecha de Información	dic-2019	dic-2020	dic-2021	jun-2022	Dic-2022	Sep-2023	Dic-2023
Fecha de Comité	28/05/2021	28/05/2021	30/05/2022	30/11/2022	31/05/2023	30/11/2023	28/05/2024
Acciones Comunes	PEPCN1						
Tercer Programa de Bonos Corporativos	PEAAA						
Sexto Programa de Bonos Corporativos	PEAAA						
Perspectiva	Estable						

### Significado de la clasificación

**PEPrimera Clase, N1:** Las acciones clasificadas en esta categoría son probablemente las más seguras, estables y menos riesgosas del mercado. Muestran una muy buena capacidad de generación de utilidades y liquidez en el mercado.

**PEAAA:** Emisiones con la más alta calidad de crédito. Los factores de riesgo son prácticamente inexistentes.

Esta clasificación podrá ser complementada si correspondiese, mediante los signos (+/-) mejorando o desmejorando, respectivamente, la calificación alcanzada entre las categorías AA y B inclusive.

"La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida por PCR no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de PCR (<http://www.ratingspcr.com>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes".

### Racionalidad

En comité de clasificación de riesgo, PCR acordó ratificar la clasificación de PEPrimera Clase Nivel 1 a las Acciones Comunes de Enel Generación Perú y Subsidiaria, y de PEAAA a su Tercer y Sexto Programa de Bonos Corporativos con información auditada al 31 de diciembre de 2023. La decisión se sustenta en la trayectoria y sólido posicionamiento de la Compañía como una de las principales empresas generadoras del país, con una cartera de clientes diversificada, contratos de suministro de largo plazo y distintas fuentes de energía que le han permitido mantener adecuados márgenes de ganancia durante periodos de baja y alza de ventas. Además, presenta bajos niveles de endeudamiento y elevados niveles de cobertura, permitiéndole afrontar de manera eficiente y adecuada futuras necesidades de financiamiento.

### Perspectiva u Observación

Estable.

### Resumen Ejecutivo

- **Sólido posicionamiento como una de las principales generadoras de energía en el Perú y a la vanguardia en tecnología.** Enel Generación Perú y Subsidiaria (en adelante, la "Compañía" o Enel Gx) ostenta una potencia efectiva instalada (1,961 Mw) donde el 45.3% proviene de la energía termoeléctrica, el 40.6% de energía hidroeléctrica y el restante de energías renovables RER (eólica y solar) a raíz de la fusión con Enel Green Power (EGP) efectuada en agosto del 2023. Todo esto le permite ubicarse dentro de las tres generadoras más grandes de Perú, tanto en producción como en potencia.
- **Clientes y contratos de suministro.** La cartera de clientes de Enel Gx está conformada por clientes regulados y libres. Así, a dic-2023, la compañía registra 67 contratos de suministro de electricidad firmados con clientes regulados (distribuidores), de los cuales 13 han sido firmados con Enel Distribución Perú S.A.A., donde el plazo de estos contratos fluctúa entre 5 y 19 años. Adicionalmente, se tienen firmados 109 contratos con clientes libres, cuyos plazos fluctúan entre 1 y 38 años. Finalmente, la Compañía cuenta con dos contratos de suministro de energía (a través de Enel Green Power) con el Estado Peruano, a 12 años (2038), mediante los cuales se compromete a inyectar energía al sistema interconectado nacional, provenientes de sus centrales RER.
- **Política de inversiones y diversificación de fuentes de energía.** Las inversiones de Enel Gx están orientadas a mantener la fiabilidad de suministro y maximizar la eficiencia en la producción de energía. En esa línea, la Compañía cuenta con ocho centrales de generación hidroeléctrica (incluyendo Chinango), tres centrales térmicas y dos centrales de energía RER (Eólica y Solar), las cuales le otorgan ventaja por la diversificación de fuentes de

<sup>1</sup> EEFF Auditados.

energía. Esta diversificación, a su vez, le permite contar con distintas estructuras de costos, pudiendo alcanzar una estructura óptima en coyunturas donde las ventas se ven afectadas, y así mantener adecuados márgenes.

- **Estabilidad en la generación operativa.** En cuanto al EBITDA del periodo, este totalizó los S/ 1,312.5 MM, ligeramente mayor en +1.6% (+S/ 20.9 MM) respecto a dic-2022, y un margen de 50.0%, ligeramente por debajo de la media durante el periodo de evaluación. Esto se da por la mayor compra de gas para la generación térmica y mayor consumo de petróleo debido a las restricciones de gas por mantenimientos de la planta de tratamiento del suministrador, lo cual eleva los costos; contrastado por el crecimiento de las ventas ante una mayor demanda de energía, además de la flexibilidad que le da a los márgenes la indexación que existe en las tarifas, las cuales están relacionadas a la inflación.
- **Rentabilidad positiva.** La Compañía ha registrado rentabilidad durante el periodo evaluado, gracias a sus adecuados márgenes de ganancia. A dic-2023, la Utilidad Neta alcanzó los S/ 814.3 MM, un ligero incremento de +0.7% (+S/ 5.3 MM) respecto al año previo, donde la demanda de energía compensó el incremento de costos operativos y financieros, así como gastos diversos; De lo anterior, se tiene que la rentabilidad sobre el patrimonio (ROE) fue de 24.7%. Por otro lado, la rentabilidad sobre los activos totales (ROA) se situó en 12.2%.
- **Bajos niveles de endeudamiento y sólida cobertura.** La Compañía ha presentado un bajo nivel de endeudamiento patrimonial<sup>2</sup> de manera histórica. Así, el apalancamiento se situó en 1.0x (dic-2022: 1.0x), similar al cierre previo debido al ligero aumento de pasivos y los buenos resultados del año; manteniéndose en niveles saludables. Asimismo, cuenta con una relación Deuda Financiera / EBITDA de 1.2x (dic-2022: 1.1x) y, en términos de cobertura, el RCSD<sup>3</sup> se ubicó en 7.7x (dic-2022: 9.1x), el cual se mantiene como un indicador holgado a pesar de incrementarse los gastos financieros producto de la fusión.
- **Acceso a diversas fuentes de financiamiento.** La Compañía cuenta con líneas de créditos bancarias comprometidas por hasta US\$ 63 MM, las cuales han sido otorgadas por los principales bancos del país. Asimismo, si bien Enel Gx registra un flujo operativo importante para cubrir su déficit de capital de trabajo, también dispone de un sistema de gestión financiera del circulante con sus empresas relacionadas mediante la realización de préstamos intercompañía a precios de mercado, lo que le permite afrontar sus necesidades de liquidez de corto plazo de una manera eficiente y en el momento que considere oportuno.

## Factores claves

### Factores que podrían conducir a un aumento en la calificación

- No aplica. La Compañía mantiene la máxima clasificación.

### Factores que podrían conducir a una disminución en la calificación

- Cambios en la regulación vigente del sector eléctrico peruano que afecten los niveles y estabilidad de las ventas, así como los márgenes de la Compañía.
- Elevados niveles de apalancamiento financiero y bajos niveles de cobertura.

## Metodología utilizada

La opinión contenida en el informe se ha basado en la aplicación de la Metodología de calificación de riesgo de acciones, así como la Metodología de calificación de riesgo de instrumentos de deuda de corto, mediano y largo plazo, acciones preferentes y emisores, vigentes del Manual de Clasificación de Riesgo, aprobadas en sesión N°004 del Comité de Metodologías con fecha 09 de julio 2016 y sesión N°001 del Comité de Metodologías con fecha 09 de enero de 2017, respectivamente.

## Información utilizada para la clasificación

- **Información financiera:** Estados Financieros Consolidados Auditados de cierre 2019-2023, incluyendo la fusión (2022/2023).
- **Riesgo crediticio:** Detalle de las ventas, generación de caja y seguimiento de indicadores.
- **Riesgo de liquidez:** Estructura de financiamiento, seguimiento de indicadores.
- **Riesgo de solvencia:** Estructura del pasivo, informes de gestión, seguimiento de indicadores.

## Limitaciones y Limitaciones Potenciales para la clasificación

- **Limitaciones encontradas:** No se encontraron limitaciones respecto a la información presentada por la empresa.
- **Limitaciones potenciales (riesgos no previsible y previsible):** Dada la industria en la que opera la Compañía, esta se encuentra expuesta a cambios en la regulación vigente del mercado peruano de energía eléctrica y presenta dependencia de la actividad económica del país. En ese sentido, se encuentra expuesta a las políticas nacionales relacionadas con el manejo económico y sus efectos. Por otro lado, el sector eléctrico presenta dependencia respecto de las condiciones hidrológicas del país y del suministro de gas, así como también está expuesto a los impactos que pueden tener los efectos climáticos en la demanda de energía.

## Hechos de importancia

- El 24 de mayo de 2024, se comunicó vía hecho de importancia, la convocatoria para Junta General de Accionistas (JGA), donde se tocarán puntos de agenda como: Cambio de denominación social y modificación del estatuto social, Modificación del reglamento de JGA según la nueva denominación, y el otorgamiento de facultades para formalizar los acuerdos.

<sup>2</sup> Pasivo / Patrimonio.

<sup>3</sup> Ratio de Cobertura de Servicio de Deuda = EBITDA 12M / (Gastos Fin. 12M + PC de Deuda Estructural). No incluye préstamos bancarios revolventes.

- El 11 de mayo de 2024, se comunicó vía hecho de importancia, que el 10/05/2024 se publicó en el diario “Gestión” una nota periodística que incluye declaraciones del nuevo Presidente del Directorio Nicolás Escallón y Alberto Estefan, con relación a los planes de inversión en Enel Gx para los próximos años.
- El 09 de mayo de 2024, se procedió a realizar la liquidación de la OPA conforme a lo señalado en el prospecto informativo y normas aplicables. Ese mismo día, se hizo la transferencia de acciones a Niagara Energy S.A.C, así como se dio la renuncia de dos directores: Guillermo Martin Lozada Pozo, Pedro Segundo Cruz Vine, Marco Fragale y Joana Zegarra Pellane, los cuales serán reemplazados por Nicolás Escallón Cano (Presidente) y Alberto Estefan Saavedra (Vicepresidente), Bernardo Graf Miranda y Petros Lamprinos. Finalmente, se celebró el préstamo intercompañía entre Niagara Energy y Enel Gx por el monto de US\$ 400,000,000.00 en los términos señalados el 05/03/2024. Ese mismo día, de acuerdo a la política de dividendos aprobada en Junta General Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 27/03/2024, el Directorio acordó distribuir el 03/06/2024 un dividendo efectivo a cuenta del ejercicio 2024 de S/ 215,040,686.50 sobre un total de 3,134,886,677 acciones representativas del capital social de la empresa. En consecuencia, los accionistas recibirán S/ 0.068596 por acción, siendo la fecha de registro el 28/05/2024.
- El 07 de mayo de 2024, se mostró el resultado de Oferta Pública de Adquisición previa de acciones representativas del capital de Enel Generación Perú S.A.A. presentada por Niagara Energy S.A.C, donde la última se adjudicó el 92.35% (2,894,920,816) de las acciones comunes con derecho a voto de Enel Gx al precio establecido en el prospecto informativo.
- El 03 de mayo de 2024, se dio respuesta al oficio N° 1820-2024-SMV/11.1 relacionado a la sesión de directorio del 16/04/2024.
- El 02 de mayo de 2024, se dio respuesta al oficio N° 1702-2024-SMV/11.1 donde se menciona los alcances y obligaciones contractuales de Enel Gx bajo el SPA.
- El 30 de abril de 2024, se dio respuesta al oficio N° 1703-2024-SMV/11.1 relacionado a la participación de Enel Gx en el PSA. Asimismo, Enel Gx presentó informe complementario al informe del directorio del 16/04/2024. Adicionalmente, se precisa los alcances y obligaciones contractuales de Enel Gx bajo el SPA.
- El 19 de abril de 2024, se dio respuesta al oficio N° 1523-2024-SMV/11.1 relacionado al marco normativo aplicable del PSA entre el Grupo Enel y Actis.
- El 17 de abril del 2024, Enel Generación Perú S.A.A. tomó conocimiento de que la empresa Enel Américas S.A. ha vendido la totalidad de las acciones de su propiedad en Enel Generación Perú S.A.A., equivalentes aproximadamente a un 20.46% de su capital social a favor de Enel Perú S.A.C.
- El 16 de abril de 2024, se dio la aprobación del informe que contiene la evaluación y análisis realizado por el directorio de Enel Generación Perú S.A.A. respecto a la Oferta Pública de Adquisición (OPA) Previa lanzada por Niagara Energy S.A.C.
- El 15 de abril de 2024, se dio respuesta al oficio N° 1457-2024-SMV/11.1 relacionado a contrato *Purchase and Sale Agreement* (PSA) y la participación por parte de Enel Gx.
- El 12 de abril de 2024, se dio el levantamiento de la suspensión de la OPA previa formulada por Niagara Energy S.A.C. sobre las acciones de Enel Gx.
- El 11 de abril de 2024, se dio respuesta al oficio N° 1340-2024-SMV/11.1 respecto al punto de agenda que incluye “aceptar la renuncia futura de ciertos directores y designar a sus reemplazos cuando ello ocurra”. Asimismo, se dio respuesta al oficio N° 1336-2024-SMV/11.1 respecto al punto de las condiciones del contrato de préstamo de Enel Gx con Niagara Energy.
- El 02 de abril de 2024, se dio cumplimiento a lo señalado en el oficio N° 1280-2024-SMV/11.1, en la cual se suspende la OPA por parte de Niagara Energy tras observaciones de IGSC en los requisitos de información exigidos por el reglamento OPA, y se mantendrá vigente hasta el pronunciamiento del directorio de la SMV sobre el trámite de excepción solicitado por Niagara Energy.
- El 27 de marzo de 2024, se celebró la Junta Obligatoria Anual de accionistas, donde se decidió aplicar la utilidad obtenida en el ejercicio económico 2023, ascendente a S/ 702,727,731.17, en los siguientes términos: Destinar el importe de S/ 70,272,773.12 a incrementar la reserva legal. Distribuir como dividendos (pay out) por el monto de S/ 127,147,868.73, monto que se ha obtenido luego de aplicar un redondeo a la diferencia entre la utilidad a distribuir y los dividendos distribuidos a cuenta durante el ejercicio 2023 (S/ 505,306,598.11). El dividendo para distribuir equivale a S/ 0.040559 por acción. Asimismo, se aprobó la política de dividendos para el 2024, además de la aprobación de la gestión social (EEFF Auditados y Memoria Anual).
- El 21 de marzo de 2024, se realizó la suspensión temporal de la negociación en rueda de bolsa de las acciones (ENGEPEC1) de Enel Gx. Dicha suspensión se realizó desde el inicio de Rueda de Bolsa hasta las 9:30 a.m., a fin de que dichos valores entren en un proceso de formación de precios.
- El 20 de marzo de 2024, Enel Gx fue notificado por Niagara Energy S.A.C. sobre la formulación de una Oferta Pública de Adquisición previa (OPA) efectuada al amparo de lo dispuesto por el sub-capítulo II del Capítulo III del Título III de la Ley del Mercado de Valores y por el inciso b) del artículo 6° del Reglamento de Oferta Pública de Adquisición, la cual ofrece adquirir el 100% del capital social de Enel Gx.
- El 14 de marzo de 2024, se realizó hecho de importancia referido al oficio N° 1043-2024-SMV/11.1.
- El 06 de marzo de 2024, Enel Gx fue notificado con la aprobación de la operación de compraventa de la participación de Enel Américas S.A. y Enel Perú S.A.C. en Enel Generación Perú S.A.A. y Compañía Energética Veracruz S.A.C. otorgada por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI).
- El 05 de marzo de 2024, se dio la aprobación de celebración de contrato de préstamo con Niagara Energy S.A.C. por un monto de US\$ 400,000,000.00 a un plazo de 5 años. El Contrato de Préstamo se celebrará a fin de refinanciar todas las obligaciones financieras de Enel Gx existentes al momento del cierre de la Transacción (con excepción, entre otros, del bono vigente).
- El 04 de marzo de 2024, se dio la recepción del informe (Fairness Opinion) sobre el préstamo con Niagara Energy S.A.C., emitido por Macroinvest Ma S.A.C.

- El 26 de febrero de 2024, se aprobó la operación comercial de la Central Solar Fotovoltaica Clemesí, con una potencia nominal de 114.93 MW por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). Asimismo, el directorio aprobó contratar a Macroinvest Ma S.A.C. como entidad externa que revisará los términos de un posible contrato de préstamo que sería acordado entre Enel Gx Perú y Niagara Energy.
- El 29 de enero de 2024, se dio respuesta al oficio N° 273-2024-SMV/11.1, acerca de una publicación sobre la posible adquisición de Actis por parte de General Atlantic, la cual no guarda relación con el acuerdo de Enel Perú y Enel Américas con Niagara Energy.
- El 18 de enero de 2024, se informó la suspensión temporal de la negociación en rueda de bolsa de las acciones (ENGEPEC1) de Enel Generación Perú S.A.A. Dicha suspensión se realizó desde el inicio de Rueda de Bolsa hasta las 9:30 a.m., a fin de que dichos valores entren en un proceso de formación de precios.
- El 17 de enero de 2024, se dio respuesta al oficio N° 190-2024-SMV/11.1 acerca de la publicación del acuerdo de compraventa con Niagara Energy S.A.C.
- El 28 de noviembre de 2023, se acordó designar a Joanna Angélica María Zegarra Pellanne como miembro del comité de nombramientos y retribuciones de la sociedad en sustitución de Daniel Abramovich Ackerman.
- El 23 de noviembre de 2023, en Junta General de Accionistas, se comunicó el registro de la capitalización parcial de la reserva legal por el importe de S/ 305,411,904.00, aumentando las acciones comunes en la misma cantidad a valor de S/ 1.00, por lo que el nuevo saldo de capital social sería de S/ 3,134,886,677.00.
- El 22 de noviembre de 2023, la Bolsa de Valores de Lima (BVL) decidió suspender la negociación de las acciones comunes de Enel Gx (ENGEPEC1) en rueda de bolsa, dado el acuerdo que se llegó entre Enel Perú S.A.C. y Enel Américas S.A. para la venta de la totalidad de las acciones de su titularidad emitidas por Enel Generación Perú S.A.A. y por Compañía Energética Veracruz S.A.C., a favor de Niagara Energy, sociedad controlada por el fondo de inversión global Actis, a fin de que dichos valores entren en un proceso de formación de precios.
- El 21 de noviembre de 2023, se informó a través de un hecho de importancia que, en esa fecha, Enel Perú S.A.C. y Enel Américas S.A. acordaron vender la totalidad de las acciones de su titularidad emitidas por Enel Generación Perú S.A.A., equivalentes a un 86.96% de su capital social, y por Compañía Eléctrica Veracruz (CEV) a favor de Niagara Energy S.A.C, sociedad controlada por el fondo de inversión global Actis. El precio de compraventa asciende a US\$ 1,400 MM, equivalentes a un valor total de la empresa de US\$ 2,100 MM, el cual está sujeto a ciertos ajustes derivados del tipo de transacción en consideración al tiempo transcurrido entre la firma del contrato y el cierre.
- El 30 de octubre de 2023, el Directorio acordó distribuir el 24 de noviembre de 2023 un dividendo efectivo a cuenta del ejercicio 2023 de S/ 175,888,640.31 sobre un total de 2,829,474,773 acciones representativas del capital social de la empresa. En consecuencia, los accionistas recibirán S/ 0.062163 por acción, siendo la fecha de registro el 17 de noviembre de 2023. Asimismo, se realizaron cambios en el directorio de Enel Gx.
- El 05 de octubre de 2023, se dio respuesta al oficio SMV 4395-2023-SMV/11.1 relacionado a la posible adquisición de Actis.
- El 02 de octubre de 2023, se convocó a JGA para tratar puntos como el aumento de capital social y otorgamiento de facultades para formalizar el aumento. El monto del aumento asciende a S/ 305,411,904.00, por lo que el capital social totalizaría los S/ 3,134,886,677.00, con un porcentaje de acciones liberadas de 10.79394335.
- El 19 de septiembre de 2023, Enel Perú S.A.C. le informó a Enel Gx que el Grupo Enel se encuentra en proceso de negociación con el Fondo de Inversión Actis para la posible venta de la totalidad de sus acciones en Enel Generación Perú S.A.A. y Enel Generación Piura S.A., negociación que viene desarrollando bajo estricta confidencialidad, y que no cuenta con mayor información que reportar al respecto.
- El 31 de agosto de 2023, se informó la renuncia del Sr. Daniel Abramovich Ackerman al cargo de director.
- El 29 de agosto de 2023, de acuerdo a la política de dividendos aprobada en Junta General Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 28 de marzo de 2023, el Directorio acordó distribuir el 25 de septiembre de 2023 un dividendo efectivo a cuenta del ejercicio 2023 de S/ 147,432,612.52 sobre un total de 2,829,474,773 acciones representativas del capital social de la empresa. En consecuencia, los accionistas recibirán S/ 0.052106 por acción, siendo la fecha de registro el 18 de septiembre de 2023. Asimismo, se procedió a convocar a JGA sobre modificación del estatuto social, facultades para formalizar el acuerdo y fechas de registro y entrega por el aumento de capital.
- El 14 de agosto de 2023, se inscribió en el Registro de Personas Jurídicas de Lima la fusión en virtud de la cual Enel Generación Perú S.A.A. absorbió a Enel Green Power Perú S.A.C. ("EGP"), Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C. ("Egelmarsac") y Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.C. ("Egepisac"). Por otro lado, habiéndose inscrito la fusión en los registros públicos corresponde que se emitan y entreguen certificados definitivos de acciones o se realicen las anotaciones en cuenta, según corresponda, para reflejar la tenencia de acciones de cada accionista luego de la fusión. En ese sentido, se informa que, la fecha de registro y canje de acciones por fusión sea el 6 de setiembre de 2023.
- El 01 de agosto de 2023, entra en vigencia la fusión entre Enel Gx y las empresas absorbidas mencionadas en los hechos de importancia previos.
- El 18 de julio de 2023, se informó que fue otorgada la escritura pública de la fusión ante la notaría de Lima Ana María Vidal Hermoza, entrando en vigencia la escritura a partir del 01 de agosto 2023.
- El 13 de julio de 2023, se informó sobre el cumplimiento de condiciones suspensivas para llevar a cabo la fusión aprobada por la JGA. Asimismo, se declaró que, producto de la Fusión, el capital social de Enel Gx se incrementa en la suma de S/ 1,291,373,506.76 (mil doscientos noventa y un millones trescientos setenta y tres mil quinientos seis y 76/100 soles), totalizando los S/ 2,829,474,773,00 (dos mil ochocientos veintinueve millones cuatrocientos setenta y cuatro mil setecientos setenta y tres y 00/100 soles). Por otro lado, se dejó constancia de que el valor nominal de las acciones de Enel Gx se incrementó de la suma actual S/ 0,88 a la suma de S/ 1,00.
- El 12 de julio de 2023, Enel Gx concertó un financiamiento bancario por importe de US\$ 125,000,000.00, al plazo de 1 año, para fines corporativos.

## Contexto Económico<sup>4</sup>

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, huacos 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 primaria 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.

INDICADORES	PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS PERÚ						
	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.

<sup>4</sup> Fuente: BCRP Reporte de Inflación dic-2023 / INEI Informe Técnico febrero-2024

## Análisis Sectorial

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>5</sup>. Si la energía es derivada a las distribuidoras, se transportan principalmente a los clientes regulados<sup>6</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 o residenciales.

### Normativa Vigente

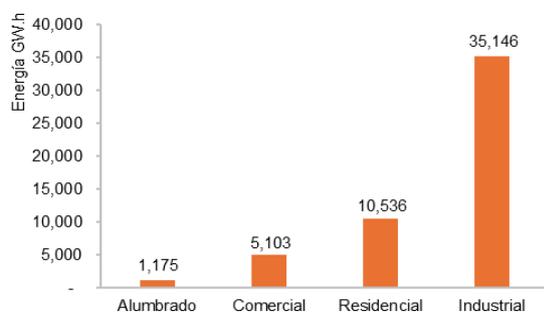
El marco regulatorio del sector eléctrico empezó en 1992 con el **Decreto Ley N° 25844**, Ley de Concesiones Eléctricas, para fomentar la eficiencia económica, estableciendo los criterios de operación y responsabilidades de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad 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.

### Producción y Costos

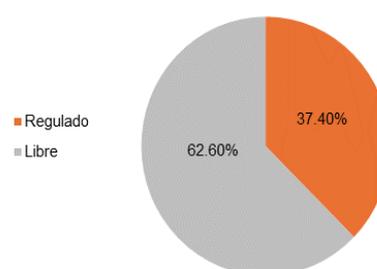
El desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación con el crecimiento de la economía debido al importante peso de la demanda Industrial<sup>7</sup> en el consumo eléctrico del país, el cual explicó, al cierre 2023<sup>8</sup>, el 67.6% del total de energía eléctrica vendida, seguida del Residencial (20.3%), Comercial (9.8%) y Alumbrado Público (2.3%). Por otro lado, por tipo de mercado, los Clientes Libres representa el 62.6% del total, mientras que los Regulados el 37.4% restante. Cabe destacar que los clientes regulados también están conformados por pequeñas y medianas empresas que no demandan un gran consumo de energía eléctrica.

VENTA DE ENERGÍA POR TIPO DE USO (GWh)  
AL CIERRE 2023



Fuente: Osinergmin / Elaboración: PCR

VENTA DE ENERGÍA POR TIPO DE MERCADO (Part. %)  
AL CIERRE 2023



Fuente: Osinergmin / 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 58,393 GWh, creciendo 4.1% interanual (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-23 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 66 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

<sup>5</sup> Clientes con una demanda máxima anual superior a 2,500 kW. Suelen ser importantes complejos mineros, comerciales e industriales.

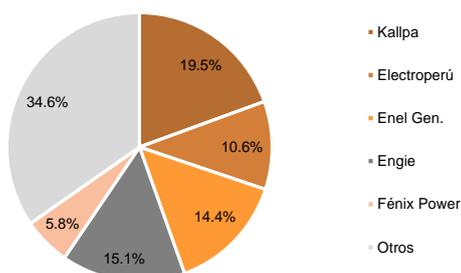
<sup>6</sup> Clientes con una demanda máxima anual inferior a 200 kW. Suelen ser los hogares.

<sup>7</sup> Incluye minería, manufactura, pesca, hidrocarburos, entre otros.

<sup>8</sup> Última información disponible.

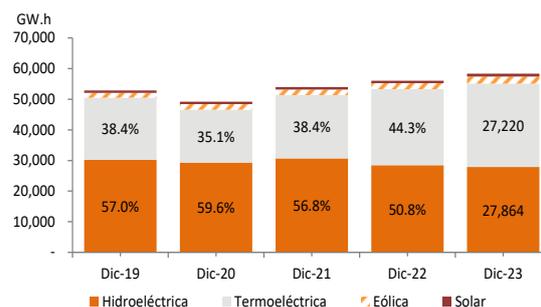
SEIN, respectivamente. Respecto al tipo de producción por tipo de generación, 47.4% fue de origen hidroeléctrico, 46.6% termoeléctrico, 4.0% eólico y 1.6% solar.

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



Fuente: COES / Elaboración: PCR

**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE GENERACIÓN – DIC-23**



Fuente: COES / Elaboración: PCR

### Costo marginal y precio en barra

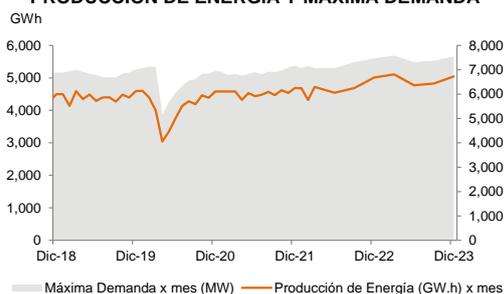
En el mercado mayorista, el precio usado es el costo marginal, el cual es definido como el costo incurrido por el SEIN para proveer una unidad adicional de energía determinada cada 15 minutos, mientras que el precio en barra es la tarifa máxima establecida por el organismo regulador para el cálculo de 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.

La Tarifa Eléctrica para el mercado regulado está compuesta por el precio de generación, el peaje de transmisión principal, el peaje de transmisión secundaria y el Valor Agregado de Distribución.

- La tarifa en barra y el precio de nivel de generación remuneran la actividad de generación y constituye entre el 50 y el 53% de la tarifa aplicable al usuario final. Se regula en el mes de mayo de cada año.
- El peaje de transmisión principal remunera dicha actividad, se fija en el mes de mayo de cada año y constituye entre el 14 y 17% de la tarifa aplicable al usuario final.
- El peaje de transmisión secundaria remunera dicha actividad, se fija cada cuatro años y constituye entre el 4 y el 5% de la tarifa aplicable al usuario final.
- El Valor Agregado de Distribución (VAD) remunera las actividades de distribución y comercialización destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, se fija cada 4 años y constituye entre el 28 y 30% de la tarifa aplicable al usuario final.

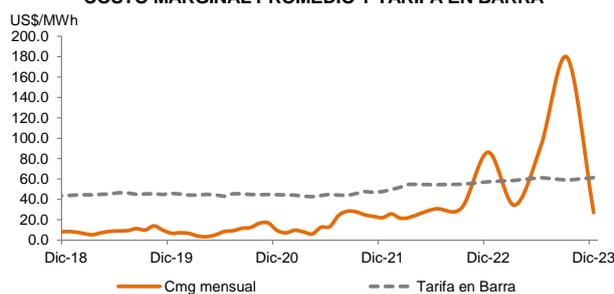
Acorde con lo normado en el art. 64° de la Ley de Concesiones Eléctricas, el VAD se basa en un esquema tarifario por incentivos denominado "la empresa modelo eficiente" (*Yardstick Competition*) y para su cálculo se consideran los siguientes componentes: a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía; b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y, c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. El proceso de fijación del VAD es llevado a cabo por la Gerencia de Regulación de Tarifas del Osinergmin, en el marco de un procedimiento administrativo de fijación tarifaria.

**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MÁXIMA DEMANDA**



Fuente: COES / Elaboración: PCR

**COSTO MARGINAL PROMEDIO Y TARIFA EN BARRA**



Fuente: COES / Elaboración: PCR

A dic-2023, la tarifa en barra se ubicó en 61.3 USD/MWh, mayor en 7.0% a la tarifa de dic-22 (57.3 USD/MWh); mientras que el costo marginal de la barra de referencia (barra Santa Rosa 220 kV) se ubicó en 38.0 USD/MWh, con una contracción del 68.7% respecto a dic-2022 (86.3 USD/MWh).

### Proyecciones<sup>9</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

<sup>9</sup> Fuente: Portal COES – Actualización Plan de Transmisión 2025-2034. Link: <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTI#>

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 presentaría 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. Por otro lado, César Butrón<sup>10</sup>, presidente del COES, en el marco de la Expo Energía Perú 2023, advirtió que, ante escenarios de baja fuerza en los ríos para la generación hidroeléctrica, como ocurre actualmente, entre otros factores, podrían poner en riesgo al sistema, pero con implicancias más severas en el corto plazo.

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.

## Aspectos Fundamentales

### Reseña histórica

Enel Gx tiene como objeto la generación y comercialización de energía y potencia eléctrica a empresas privadas y públicas. En agosto de 1996, se constituye como sociedad anónima y posteriormente en 1998 modifica su estatuto social para adaptarse a una sociedad anónima abierta. En junio de 2006, se fusiona con Etevensa con el fin de integrar la producción termoeléctrica a su giro de negocio, consolidándose así, como el líder del sector energético. En octubre de 2016, mediante Junta General de Accionistas (JGA), se aprobó el cambio de denominación social de Edegel S.A.A. a Enel Generación Perú S.A.A. El 01 de agosto de 2023 entró en vigencia la fusión por absorción de Enel Generación Perú con Enel Green Power Perú S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C., y Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.C., las cuales añadieron centrales de generación eléctrica renovables no convencionales a la compañía.

### Subsidiaria

A dic-2023, Enel Gx. es una subsidiaria de Enel Perú S.A.C., a su vez filial del Grupo ENEL de Italia, a través de Enel Américas S.A., una empresa domiciliada en Chile. Cabe precisar que, a la fecha de elaboración del informe, Enel Generación Perú S.A.A. vendió sus acciones comunes representativas de capital a Niagara Energy S.A.C, donde la última se adjudicó el 92.35% (2,894,920,816) vía oferta pública de adquisición por la totalidad de estas, las cuales tiene derecho a voto. Niagara Energy es parte del Fondo de Inversiones Británico ACTIS, el cual realiza inversiones en varias partes del mundo principalmente en el desarrollo de proyectos energéticos sostenibles, con foco en Latinoamérica, México y Brasil.

Además, Enel Gx tiene como única subsidiaria a Chinango con el 80% de participación del capital social. Cabe recordar que, en el año 2000, Enel Generación Perú y Peruana de Energía (Perené), firmaron un acuerdo de asociación para desarrollar los proyectos hidroeléctricos de Yanango y Chimay (ubicadas en Junín). Posteriormente, dicho contrato fue resuelto, con lo que Enel Generación Perú se convirtió en la propietaria de ambos proyectos, mientras que Perené pasó a ser un financista de estos. A fines de 2005, Perené solicitó la constitución de una empresa con los activos, pasivos y derechos de ambas centrales, por lo que Chinango fue constituida en 2008, con el objetivo de llevar a cabo actividades de generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica, entrando en operación en 2009. Ambas centrales, Yanango y Chimay cuenta con una potencia efectiva de 195.5 MW.

Cabe resaltar que Enel Gx cuenta con seis centrales hidroeléctricas ubicadas en las cuencas de los Ríos Santa Eulalia y Rímac, a una distancia aproximada de 50 Km. de la ciudad de Lima, con una potencia efectiva de generación de 600 MW. Asimismo, es propietaria de tres centrales de generación termoeléctricas, dos ubicadas en el Cercado de Lima, con una potencia efectiva en conjunto de 412.4 MW, y la tercera con 476.2 MW ubicada

<sup>10</sup> Diario La República (08 de julio de 2023).

en Ventanilla. Asimismo, se considera las dos centrales de Chinango que en conjunto dan una potencia de 195.4 MW y las dos centrales de Recursos Energéticos Renovables Rubí y Wayra (RER, ahora producto de la fusión son parte del balance de Enel Gx) que en conjunto dan una potencia de 276.8 MW.

Así, la energía total de fuentes Hidro (795.4 MW), Térmica (888.6 MW) y RER (276.8 MW), da una potencia efectiva al cierre de dic-2023 que asciende a los 1,960.8 MW.

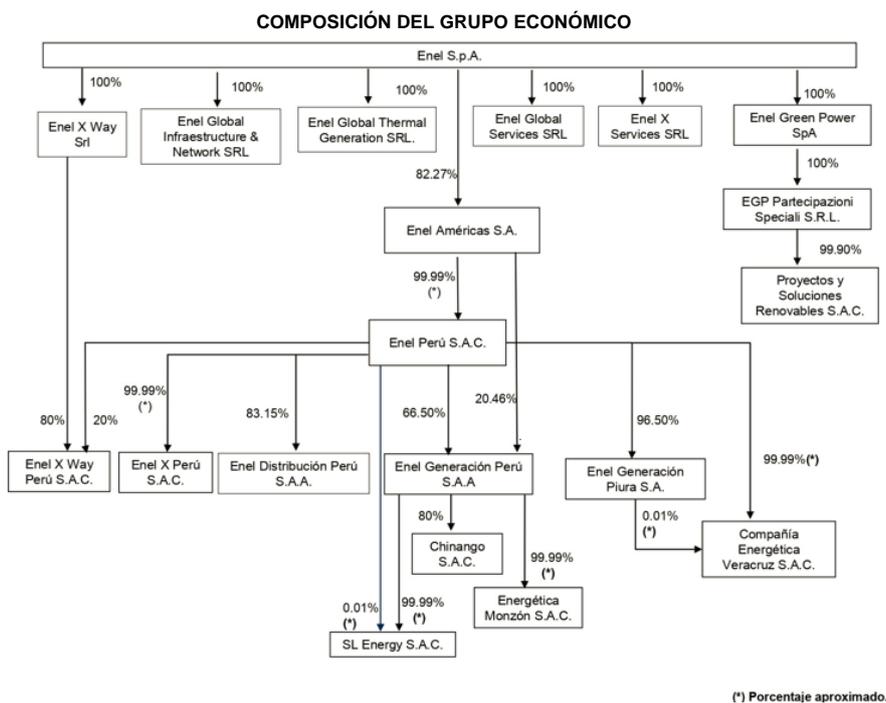
### Grupo Económico

A dic-2023, Enel Gx pertenece al Grupo Enel (Enel S.p.A), el cual posee el 86.95% de su capital social y es una sociedad anónima cuyas acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Lima (BVL). Así, es uno de los principales operadores integrados globales en el sector de energía. Enel S.p.A tiene presencia en más de 30 países en los 5 continentes, con una capacidad gestionada de más de 90 GW y una red de distribución de 2 millones de Km; cuenta con un brazo de energías renovables, liderado por Enel Green Power, el mayor actor privado renovable del mundo, gestionando más de 59 GW de plantas eólicas, solares, geotérmicas e hidroeléctricas en los 5 continentes.

Por otro lado, a través de Enel X, Grupo Enel cuenta con una línea comercial global de servicios avanzados de energía, con 8,1 GW de capacidad total gestionada, que ha instalado 76 MW de almacenamiento behind-the-meter y más de 3 millones de puntos de luz en todo el mundo. Además, suministra energía a unos 67 millones de clientes cada día.

En 2021, Enel Américas incorporó activos de generación renovable no convencional bajo su administración en países de Centroamérica, Guatemala, Costa Rica y Panamá; con ello, se produjo un proceso de reordenamiento societario, pasando Enel Green Power Perú S.A.C bajo la administración de Enel Américas. Así, las empresas del Grupo Enel que ejercen control, en línea directa de propiedad, son: i) Enel S.p.A.; ii) Enel Américas S.A.; y iii) Enel Perú S.A.C. Actualmente, Enel S.p.A. posee clasificaciones internacionales de largo plazo de BBB (e), Baa1 (-) y BBB+ (e)<sup>11</sup>.

El 01 de agosto de 2023 entró en vigencia la fusión por absorción de Enel Generación Perú con Enel Green Power Perú S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C., y Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.C., las cuales añadieron centrales de generación eléctrica renovables no convencionales a la cartera de la compañía.



Fuente: SMV

Cabe precisar que, a la fecha de elaboración del informe, Enel Generación forma parte del Fondo de Inversiones Británico ACTIS o Grupo Actis, ante la compra de acciones por parte de su subsidiaria Niagara Energy a Enel Perú.

### Responsabilidad Social Empresarial y Gobierno Corporativo

Respecto a sus prácticas de Responsabilidad Social Empresarial, Enel Gx realizó un proceso formal de identificación de grupos de interés y producto de este proceso, ha llevado a cabo acciones de participación con sus grupos de interés, las mismas que forman parte de políticas y programas formales. Asimismo, Enel Gx evalúa a sus proveedores bajo criterios ambientales y no ha sido objeto de multas en materia ambiental durante el ejercicio evaluado. Con relación al aspecto social, Enel Gx cuenta con políticas y programas formales que promueven la

<sup>11</sup> Fuente: Enel S.p.A - debt rating. El rating del grupo fue revisado a la baja (BBB) por una clasificadora debido al elevado nivel de Net Debt (Deuda Neta) que mantiene; no obstante, esperaría que el *Disposal Plan* de € 21 Billones que tiene Enel en el corto plazo, reduciría los niveles actuales de endeudamiento.

igualdad de oportunidades. Por otro lado, otorga todos los beneficios de ley a sus trabajadores, incluidos beneficios adicionales, y cuenta con un código de ética, el cual fue aprobado por el directorio en marzo de 2012.

En cuanto a gobierno, Enel Gx da importancia a los derechos de todos sus accionistas y la sociedad, se destaca que a través de los mecanismos implementados no se ha recibido ningún reclamo de los accionistas, lo que demuestra el manejo equitativo y transparente de la Sociedad. Como parte de sus obligaciones, se ha cumplido de manera adecuada y oportuna en comunicar al regulador (SMV) y a la Bolsa de Valores de Lima los hechos de importancia de la Sociedad dentro de los plazos establecidos por el Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada. Las acciones son comunes con derecho a voto, cuenta con mecanismos de comunicación para sus accionistas, cuenta con reglamento para la JGA y permiten la delegación de voto de accionistas.

### Accionariado, Directorio y Plana Gerencial

A diciembre de 2023, el Capital Social equivale a S/ 3,134,886,677.00 con el mismo número de acciones con valor nominal de S/ 1.0. En cuanto al accionariado, los principales accionistas son Enel Perú y Enel Américas con participación de 66.49% y 20.46% respectivamente.

ACCIONARIADO – DICIEMBRE DE 2023	
Accionista	Participación
Enel Perú S.A.C.*	66.49%
Enel Américas S.A.**	20.46%
AFP Integra S.A. (fondo 1,2 y 3)	4.17%
Otros accionistas	8.87%
<b>Total</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: Enel Generación Perú / Elaboración: PCR

\*Niagara Energy realizó una OPA sobre las acciones de Enel Perú en may-2024, donde se adjudicó el 92.35%.

\*\*Enel Américas le vendió su participación a Enel Perú en abr-2024, previa a la OPA de Niagara Energy.

El Directorio está conformado por siete (07) miembros<sup>12</sup>, siendo dos (02) de ellos independientes. Desde abril de 2021, es presidido por el Sr. Marco Fragale. El Sr. Marco Fragale es de nacionalidad italiana, Ingeniero Mecánico por el Politécnico de Milán, cuenta con una Maestría en Ingeniería por la Universidad de Helsinki y tiene 14 años en el Grupo Enel ocupando diferentes cargos directivos.

DIRECTORIO <sup>13</sup> – DICIEMBRE DE 2023*		
NOMBRE	CARGO	FORMACIÓN ACADÉMICA
Marco Fragale	Presidente	Ing. Mecánico y Máster en Ingeniería
Guillermo Lozada Pozo	Vicepresidente	Ing. Industrial
Joanna Zegarra Pellanne	Director	Abogada
Elena Conterno Martinelli	Director Independiente	Economista
Francisco García Calderón Portugal	Director <sup>14</sup>	Administrador de Empresas
Karl Maslo Luna	Director Independiente	Ing. Químico
Pedro Segundo Cruz Vine	Director	Ing. Civil Electricista
Fiorella Paredes Giacomotti	Secretaria del directorio	Abogada

Fuente: Enel Generación Perú / Elaboración: PCR

\*A la fecha de elaboración del informe, se realizaron cambios en el directorio mencionados en los Hechos de Importancia del presente informe.

La plana gerencial se encuentra liderada desde diciembre 2019 por el Sr. Rigoberto Novoa Velásquez, quien es Ingeniero Eléctrico por la Universidad Nacional de Ingeniería y cuenta con una maestría en Administración de Negocios por la Universidad San Ignacio de Loyola. Entre 1989 y 2004, el Sr. Novoa estuvo a cargo de las operaciones y mantenimiento de todas las plantas hidroeléctricas ubicadas en Lima y Junín de Enel Generación Perú, y desde 2015, se desempeña como *Head of Thermal Technology* del Grupo Enel en Perú.

PLANA GERENCIAL – DICIEMBRE DE 2023	
CARGO	NOMBRE
Gerente General	Rigoberto Novoa Velásquez
Gerente de Administración, Finanzas y Control	Guillermo Lozada Pozo
Oficial de Cumplimiento y Auditoría	Angela Patricia Corso Garzón

Fuente: Enel Gx / Elaboración: PCR

## Operaciones y Estrategias

### Operaciones

Enel Generación Perú y Subsidiaria (en adelante, la “Compañía”) cuenta con las siguientes centrales de generación eléctrica:

- **Centrales hidroeléctricas:** 6 centrales en Lima y 2 en Junín (San Ramón). Tienen una antigüedad mayor a 40 años, a excepción de Yanango y Chimay, las cuales iniciaron sus operaciones en el año 2000. Potencia efectiva total de 795.4 MW.

<sup>12</sup> Los miembros del Directorio para el periodo 2021 fueron elegidos por la JOA celebrada con fecha 26 de marzo de 2021.

<sup>13</sup> Cabe mencionar que el día 30/10 se comunicó Designación de director Joanna Zegarra para completar el número de los miembros del directorio de conformidad con el artículo 39 del estatuto y el artículo 157 de la Ley General de Sociedades. Asimismo, se nombró a la Srta. Fiorella Paredes Giacomotti como secretaria del Directorio.

<sup>14</sup> Se considera que el señor García Calderón no es director independiente sobre la base de lo previsto en el numeral 4 del punto VII de los Lineamientos para la Calificación de los directores Independientes aprobados por la Resolución SMV N°016-2019-SMV/01.

- **Centrales termoeléctricas:** Las cuales tienen una potencia en conjunto de 888.6 MW. En detalle, la Compañía tiene 3 centrales de generación térmicas, 2 de ellas ubicadas en el Cercado de Lima con 412.4 MW y la otra con 476.2 MW ubicada en Ventanilla.
- **Centrales RER:** Las 2 centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER, Wayra I y Rubí), ahora parte de Enel Gx, que en conjunto dan una potencia de 276.8 MW. Asimismo, cuenta con 2 centrales a puertas de entrar en operaciones, C.E. Wayra Extensión por 177 MW y C:S: Clemesí por 115.0 MW, con una inversión de US\$ 281.3 MM.

De acuerdo con lo anterior, la potencia efectiva total asciende a 1,960.8 MW. En detalle: la Central Térmica Ventanilla de ciclo combinado, inició operaciones en 2006, (la primera central de este tipo en Perú), destaca su mayor eficiencia por el uso del calor generado en las turbinas, el cual es aprovechado en un nuevo ciclo, aumentando así la energía generada con la misma cantidad de combustible, por lo que genera un impacto positivo en los márgenes de la empresa, además de contribuir a la conservación del medio ambiente dado que sus emisiones son más bajas. Por otro lado, cabe señalar que, en 2020 la Compañía logró poner en operación comercial en la central Ventanilla la primera batería de Litio-Ion de gran capacidad instalada en el Perú. La adopción de esta tecnología genera diversos beneficios, orientados a mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico en beneficio de los clientes.

Adicionalmente, cuenta con lagunas, las cuales se derivan vía túneles y canales, que le permiten regular el caudal para la generación y abastecimiento de agua.

En este sentido, la Compañía mantiene una estrategia de diversificación en la generación eléctrica. Los dos tipos de centrales que posee le otorgan una ventaja en lo que respecta a factores intrínsecos que afectan a las mismas, como en el caso de la generación hidráulica que enfrenta periodos de estiaje<sup>15</sup> entre los meses de mayo a octubre, lo cual puede ser mitigado con generación térmica.

Por otro lado, para la producción termoeléctrica, la Compañía utiliza principalmente gas natural como insumo, para lo cual mantiene con Pluspetrol un contrato de adquisición de gas natural a un precio fijo, con vencimiento en 2029, permitiéndole obtener una fuente energética relativamente barata frente a otras como el *diésel*. Asimismo, la logística del gas natural está asegurada mediante contratos de largo plazo con Gas Natural de Lima y Callao y Transportadora de Gas del Perú.

En cuanto a la calidad de gestión, las operaciones cumplen con todas las especificaciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), la cual regula principalmente la calidad de producto y suministro. Dentro de los parámetros más importantes, se controlan: la tensión, la frecuencia, perturbaciones e interrupciones de suministro.

Con la fusión se busca aprovechar sinergias existentes entre la Compañía, EGP, Egelmarsac y Egepisac, lo que ha permitido conformar una empresa con una óptima relación entre generación hidroeléctrica, generación termoeléctrica, generación con energías renovables no convencionales, así como la incorporación de una sólida cartera de proyectos renovables. Así, la fusión implica una diversificación geográfica y tecnológica para las sociedades involucradas en ésta, así como generar mayores oportunidades en el creciente mercado de los clientes libres que solicitan la celebración de contratos de energía con respaldo en fuentes renovables. La Fusión también permitirá que se afronte en forma adecuada las oportunidades de crecimiento competitivo, participando en el proceso de desarrollo y modernización del mercado peruano de generación de energía.

### **Clientes y contratos de suministro**

La venta de energía se realiza a clientes regulados licitados, clientes libres y al mercado *spot*. En este último, se dan transferencias de potencia y energía entre generadoras a precios *spot* fijados por el COES acorde con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento. La cartera de clientes se encuentra diversificada entre diversas industrias, entre las que resalta el sector minero, distribuidores eléctricos, industria química, metalmecánica y textil. Su participación en diversos sectores económicos la protege de estacionalidades particulares de cada sector. Entre los principales clientes de la Compañía se encuentran, su relacionada Enel Distribución Perú, Luz del Sur y empresas mineras como Chinalco, Huidbay Perú y Las Bambas.

Asimismo, a dic-2023, se tiene firmados 67 contratos de suministro de electricidad con clientes regulados (distribuidores), de los cuales 13 han sido firmados con su relacionada Enel Distribución Perú S.A.A., donde el plazo de estos contratos fluctúa entre 5 y 19 años y la potencia contratada máxima entre 0.09 MW y 166.69 MW. Adicionalmente, se tienen firmados 109 contratos con clientes libres, cuyos plazos fluctúan entre 1 y 38 años, con una potencia contratada máxima entre 0.20 MW y 185 MW.

Finalmente, la Compañía cuenta con dos contratos de suministro de energía (a través de Enel Green Power) con el Estado Peruano por 415 GW y 573 GW por año, ambos firmados en 2016 y con fecha de término 31 de diciembre de 2038, mediante los cuales se compromete a inyectar energía al sistema interconectado nacional, provenientes de sus centrales fotovoltaica Rubí y eólica Wayra.

### **Política de Inversiones**

Las inversiones de Enel Generación Perú y Subsidiaria están orientadas a mantener la fiabilidad de suministro y maximizar la eficiencia en la producción de energía a través de la ejecución de proyectos de expansión y de

<sup>15</sup> Nivel de caudal mínimo alcanzado a causa de escasez de lluvias.

mantenimiento. A diciembre de 2023, las inversiones ascendieron a S/ 327.2 MM (dic-2022: S/ 859.4 MM), las cuales son menores respecto al año anterior principalmente en proyectos de expansión, que consideraba mayor Capex asociado a la construcción de las centrales renovables no convencionales Clemesí y Wayra extensión (incorporadas al parque de Enel Green Power Perú, producto de la fusión). Ambas centrales construidas con el objetivo de diversificar las tecnologías y aumentar la potencia del parque de generación de la Compañía, dando una potencia instalada aproximada de 114.9MW y 177MW respectivamente. Cabe recalcar que, adicionalmente, la compañía ha venido realizando actividades de mantenimiento y expansión en sus centrales hidroeléctricas y termoeléctricas en línea con su plan de inversiones.

### Capacidad y Generación de Energía

La potencia efectiva total consolidada de la Compañía asciende a 1,960.8 MW, de la cual el 40.6% proviene de centrales hidroeléctricas, 45.3% de termoeléctricas y 14.1% de energías renovables RER. A diciembre de 2023, la producción de energía aumentó en +8.8% (+ 786 GW), totalizando los 9,717 GW, principalmente por una mayor generación térmica en +20.3% (+758 GW) debido a la mayor demanda de clientes y la indisponibilidad temporal de plantas de terceros en el sistema eléctrico; aumentó también la generación hidroeléctrica en +0.4% (+18 GW), a pesar de la menor disponibilidad del recurso hídrico en el país durante el primer semestre; finalmente, la generación renovable aumentó en +0.9% (+10 GW) debido al mayor recurso solar de la zona en las nuevas centrales renovables.

CENTRALES DE GENERACIÓN					
Centrales	Ubicación	Factor de Carga (%)*		Potencia Efectiva (MW)	
		dic-2022	dic-2023	dic-2022	dic-2023
<b>Centrales Hidroeléctricas</b>					
Huinco	Lima - Huarochirí	85.8%	86.7%	277.9	277.9
Matucana	Lima - Huarochirí	57.1%	58.6%	137.0	137.0
Callahuanca**	Lima - Huarochirí	80.0%	83.9%	84.4	84.4
Moyopampa	Lima - Lurigancho	96.7%	91.4%	69.1	69.1
Huampaní	Lima - Lurigancho	90.6%	91.7%	30.9	30.9
Her Huampani	Lima - Lurigancho	62.3%	59.1%	0.7	0.7
Yanango***	Junín – San Ramón	75.4%	75.6%	43.1	43.1
Chimay***	Junín - Jauja	89.9%	75.6%	152.3	152.3
<b>Total Hidráulicas</b>		<b>74.3%</b>	<b>74.4%</b>	<b>795.4</b>	<b>795.4</b>
<b>Centrales Térmicas</b>					
Santa Rosa 1	Lima - Lima	81.7%	85.8%	222.4	221.2
Santa Rosa 2	Lima - Lima	77.8%	88.2%	157.5	191.2
Ciclo Combinado Ventanilla	Lima - Callao	87.7%	85.5%	471.6	476.2
<b>Total Térmicas</b>		<b>86.5%</b>	<b>86.0%</b>	<b>851.5</b>	<b>888.6</b>
<b>Centrales RER</b>					
Wayra I	Nasca – Ica	35.8%	34.7%	132.3	132.3
Rubí	Mariscal Nieto - Moquegua	53.5%	41.6%	144.5	144.5
<b>Total RER</b>		<b>44.6%</b>	<b>38.1%</b>	<b>276.8</b>	<b>276.8</b>
<b>Total</b>		<b>75.5%</b>	<b>74.5%</b>	<b>1,923.7</b>	<b>1,960.8</b>

\*Relación entre generación real de energía y generación máxima en un periodo de tiempo

\*\*Aprobado por el COES el 30 de marzo de 2019 / \*\*\*Propiedad de Chinango S.A.C.

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

### Posición Competitiva

Enel Generación Perú y Subsidiaria se ubica como una de las Compañías líderes de generación eléctrica en el Perú, permitiéndole suscribir contratos de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia.

### Riesgos financieros

#### Riesgo de crédito

El riesgo de crédito surge de las cuentas comerciales por cobrar, las cuales se componen por las ventas a terceros. Al respecto, la Gerencia evalúa periódicamente el riesgo crediticio de su cartera de clientes sobre la base de una metodología que toma en cuenta factores como: liquidez, endeudamiento, rentabilidad, antigüedad del negocio, comportamiento de pago, antecedentes judiciales, entre otros.

#### Riesgo de tipo de cambio

La Compañía se encuentra expuesta a variaciones en el tipo de cambio debido a sus activos (en el disponible y cuentas por cobrar) y pasivos (en provisiones, cuentas por pagar y deuda financiera) denominados en moneda extranjera. Al respecto, minimiza su riesgo al tipo de cambio con una política de cobertura formulada sobre la base de flujos de caja proyectados y un equilibrio entre flujos indexados a dólares y niveles de activos y pasivos en dicha moneda.

Asimismo, cabe mencionar que dentro del cálculo de las tarifas eléctricas está incluido el efecto del dólar sobre los costos, generando de esta manera un *hedge* natural. De esta forma, las variaciones en el tipo de cambio no han tenido incidencia significativa sobre los resultados de la Compañía de manera histórica, siendo menor al 1% de las ventas; sin embargo, luego de la fusión, el ingreso por diferencia de cambio fue de S/ 58.1 MM a dic-2023, lo cual representó el 2.2% de los ingresos por venta de energía y potencia, que está ligado a la apreciación de la moneda local sobre la deuda de Enel Green Power, que presentaba sus estados financieros en moneda funcional dólares.

#### Riesgo de tasa de interés

La Compañía minimiza este tipo de riesgo contratando parcialmente sus obligaciones financieras a tasas de interés fijas, ya sea con deudas emitidas inicialmente a tasas de interés fijas o contratando instrumentos financieros derivados que transforman el riesgo de tasa de interés de variable a fijo. De esta manera, a dic-2023, Enel Gx

tiene el 20.9% de la deuda a una tasa de interés fija. En deuda variable (79.1%), mantiene financiamientos correspondientes a préstamos de largo plazo suscritos con el Banco Europeo de Inversiones y Banco Interamericano de Desarrollo por un total de US\$ 170 MM y US\$ 37 MM, respectivamente, cuyas tasas están sujetas al valor de la SOFR de 6m + un spread fijo entre 0.97% - 1.50%.

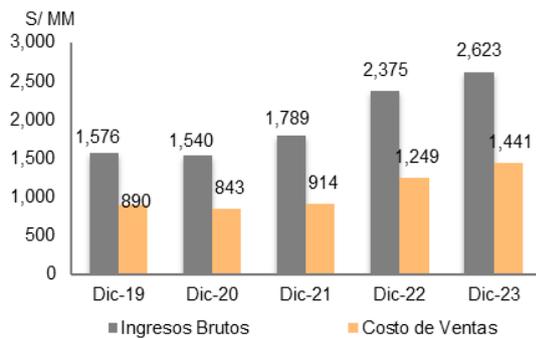
## Análisis Financiero

### Eficiencia Operativa

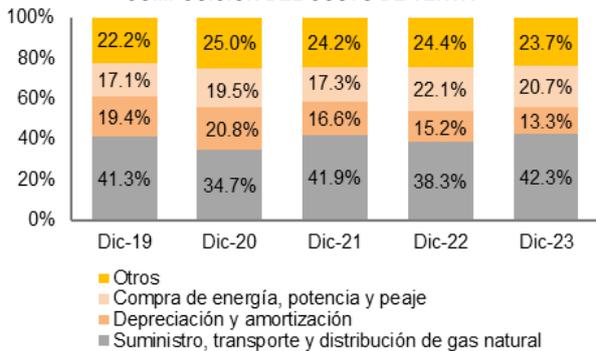
A dic-2023, los ingresos consolidados de Enel Gx ascendieron a S/ 2,622.6 MM, registrando un crecimiento interanual de +10.4% (+S/ 247.5 MM), explicado principalmente por la mayor venta física de energía ante mayor demanda de distribuidoras y clientes libres, así como la indexación de los precios de venta en clientes libres y regulados.

El costo de venta consolidado del periodo fue S/ 1,441.0 MM, monto mayor en +15.4% (+S/ 192.0 MM) y estuvo compuesto principalmente por suministro, transporte y distribución de gas natural (42.3%), compra de energía y potencia (20.7%) y depreciación y amortización (13.3%), entre otros menores. El incremento del costo se explica principalmente por el costo más alto de la compra de energía (gas) por la mayor generación térmica en el periodo, mayor consumo de petróleo por restricciones de gas ante algunos mantenimientos de la planta de tratamiento del suministrador, y mayor costo de transporte y distribución de gas. De esta forma, la participación del costo de venta sobre los ingresos incrementó, situándose en 54.9% (dic-2022: 52.6%).

#### EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS Y COSTO DE VENTA (PEN MM)



#### COMPOSICIÓN DEL COSTO DE VENTA



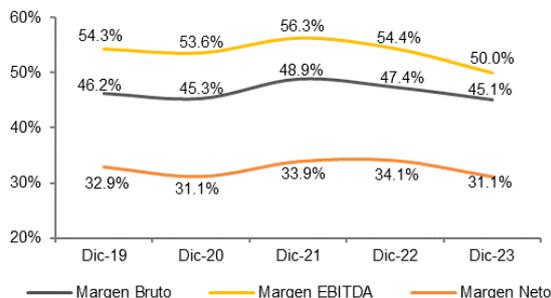
Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

La utilidad bruta del periodo fue de S/ 1,181.6 MM, registrando un incremento de +4.9% (+S/ 55.5 MM) interanual, dando un margen<sup>16</sup> de 45.1% (dic-2022: 47.4%).

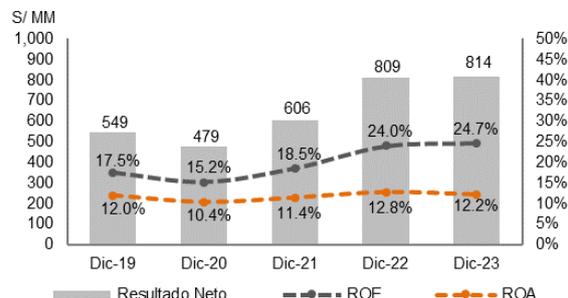
Los gastos administrativos estuvieron conformados principalmente por gastos de personal y servicios prestados por terceros. A dic-2023, estos gastos se incrementaron en +9.6% (+S/ 9.3 MM), totalizando los S/ 107.0 MM. Por otro lado, la Compañía registra otros ingresos operativos que ascienden a S/ 37.8 MM, monto menor en -39.3% (-S/ 24.5 MM) dado que el año previo se registró ingresos por un acuerdo extrajudicial con un proveedor, y una compensación de seguros asociada a un siniestro en la central térmica Santa Rosa.

De esta forma, la utilidad operativa del periodo terminó en S/ 1,112.3 MM, aumentando en +2.0% (+S/ 21.7 MM) interanual, dando un margen de 42.4% (dic-2022: 45.9%). En cuanto al EBITDA del periodo, este fue S/ 1,312.5 MM, mayor en +1.6% (+S/ 20.9 MM) respecto a dic-2022.

#### EVOLUCIÓN DE MÁRGENES



#### INDICADORES DE RENTABILIDAD



\*Los márgenes e indicadores son considerando la fusión para fines comparativos.

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

### Rentabilidad

En cuanto a los gastos financieros, estos totalizaron los S/ 78.2 MM (dic-2022: S/ 70.6 MM), incremento principalmente por mayores costos de préstamos bancarios y mayor saldo de deuda, siguiendo el alza de tasas de referencia del banco central peruano y la SOFR para los préstamos con tasa variable. Así, los gastos financieros representaron el 3.0% de las ventas (dic-2022: 3.0%). Por su parte, los ingresos financieros fueron de S/ 35.9 MM

<sup>16</sup> Margen del periodo. Debido a que no se cuenta con EEFF de cierre para el corte de 2021 que incluya la fusión, no es posible hacer un comparativo en términos anualizados.

(dic-2022: S/ 38.6 MM), mostrando avance debido principalmente a mayores rendimientos de los depósitos y la ganancia por swap de tasas.

Luego de ingresos por diferencia de cambio por S/ 58.1 MM y pago de impuestos, la utilidad del periodo alcanzó los S/ 814.3 MM, similar al año previo, registrando un margen neto de 31.1% (dic-2022: 34.1%). La rentabilidad sobre el patrimonio (ROE) se situó en 24.7%, mientras que la rentabilidad sobre los activos (ROA) fue de 12.2%.

### Flujo de efectivo y Liquidez

#### Flujo de efectivo

Durante los últimos años (2017-2021), se ha observado que el disponible ha conformado el principal activo corriente de la Compañía gracias a los importantes flujos de caja que se generaron en los años 2016 y 2018 con la venta de activos fijos no estratégicos; además de la gestión del circulante que mantiene la Compañía con las empresas del grupo, permitiéndole optimizar sus excedentes de caja. A dic-2023, el monto de efectivo y equivalentes al efectivo fue de S/ 520.7 MM, donde se tuvo un aumento importante respecto a dic-2022 (S/ 257.4 MM).

En detalle, el flujo operativo totalizó S/ 1,224.2 MM (dic-2022: S/ 1,233.4 MM), menor debido al incremento de las prestaciones de servicios de generación, las cuales compensaron los mayores pagos de operación (proveedores, empleados, entre otros) e impuestos. Las actividades de inversión registraron un flujo de efectivo de -S/ 337.9 MM (dic-2022: -S/ 860.5 MM). A dic-2023, la Compañía realizó menores adiciones en propiedades, planta y equipo, principalmente en plantas generadoras. Finalmente, el flujo generado por las actividades de financiación fue de -S/ 611.0 MM (dic-2022: -S/ 324.3 MM), explicado principalmente por el mayor pago de intereses, así como la amortización de préstamos bancarios durante el año.

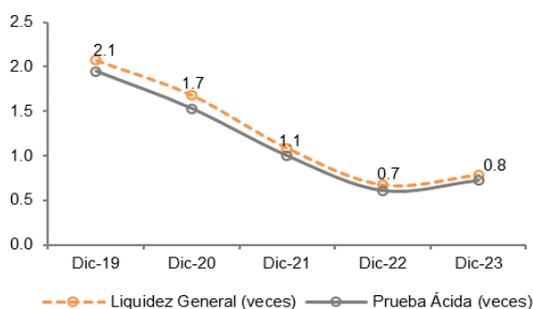
Cabe precisar que Enel Gx cuenta con líneas de crédito vigentes disponibles con bancos de primer orden por US\$ 63 MM, además de una línea de venta de cuentas por cobrar con Santander hasta por US\$ 35.0 MM, lo cual podría aliviar necesidades inmediatas o adicionales de financiamiento en el corto plazo. Adicionalmente es importante mencionar que la Compañía tiene un sistema de gestión financiera del circulante entre sus relacionadas, mediante la disposición de líneas de crédito intercompany.

#### Liquidez Corriente

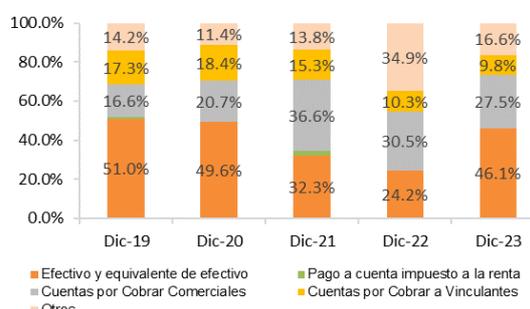
A dic-2023, la liquidez corriente ascendió a 0.8x (dic-2022: 0.7x). Esto sustentado en la reducción de pasivos de corto plazo -8.6% (-S/ 135.6 MM) con respecto a dic-2022, debido a la amortización de préstamos bancarios, el pago de deudas comerciales por servicios realizados en las centrales renovables no convencionales, efecto tipo de cambio en las deudas y deudas con relacionadas principalmente a Enel SpA por diversas gestiones. Por su parte, sumó también el activo corriente, que aumentó en +6.3% (+S/ 66.5 MM), principalmente por el mayor flujo de efectivo del ejercicio derivado de la mayor demanda de energía y mejores precios, contrastado por la caída de otros activos financieros como crédito fiscal usado por impuesto a las ganancias producto de la fusión con Enel Green Power (EGP).

A dic-2023, el ciclo de conversión de efectivo<sup>17</sup> fue bastante ágil de -43 días (dic-2022: -54). El plazo promedio de pagos estuvo en 97 días (dic-2022: 111), el plazo promedio de cobro en 36 (dic-2022: 37) y los días inventario en 17 (dic-2022: 21). A dic-2023, la Compañía presentó un déficit de capital de trabajo de -S/ 306.0 MM, no obstante, la mayor parte incluye la parte corriente de deuda estructural y con relacionadas, la cual puede ser absorbida sin mayor problema con el nivel de generación que produce, disminuyendo el riesgo de liquidez, además se precisa que Enel Gx tiene acceso a distintas fuentes de financiamiento que le permiten afrontar necesidades de liquidez inmediatas o cuando considere oportuno. Cuenta con líneas comprometidas bancarias, las cuales han sido otorgadas por instituciones de primer orden.

EVOLUCIÓN DE INDICADORES DE LIQUIDEZ CORRIENTE



COMPOSICIÓN DEL ACTIVO CORRIENTE



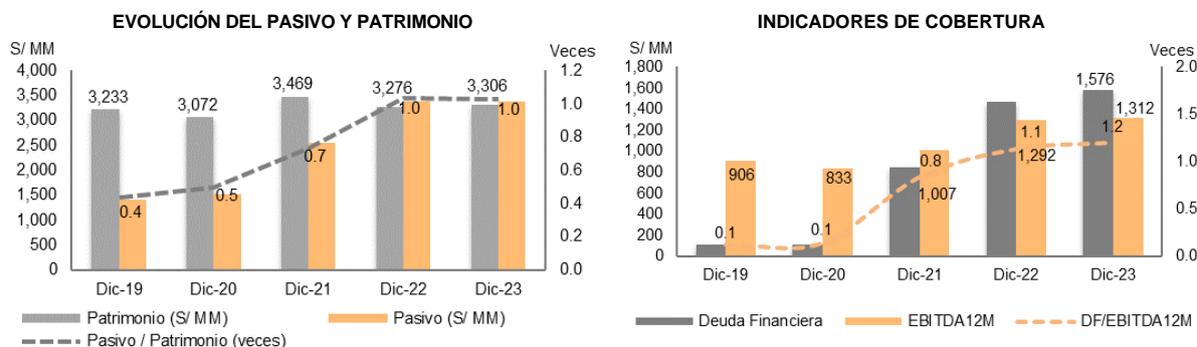
Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

### Solvencia / Cobertura

A dic-2023, el endeudamiento patrimonial se situó en 1.0x, similar al cierre de dic-2022 (1.0x) debido a la poca variación de pasivos y del patrimonio. La deuda financiera en su conjunto (parte corriente y no corriente) registró un incremento de +7.6% (+S/ 111.7 MM), y el saldo asciende a S/ 1,575.8 MM, donde el 96.2% representa contratos de financiamiento (préstamos bancarios); asimismo, una pequeña posición en bonos (3er. Programa de Bonos Corporativos por US\$ 10 MM) y en arrendamiento financiero de la compañía.

<sup>17</sup> Calculado bajo promedio anual.

En cuanto al Ratio de Cobertura de Servicio de Deuda (RCSD)<sup>18</sup>, este se mantiene en niveles muy holgados, pero se reduce debido a una mayor porción corriente de deudas estructurales y un mayor nivel de costes financieros al incrementarse el endeudamiento producto de la fusión; así, el ratio fue de 7.7x (dic-2022: 9.1x), mientras que el ratio Deuda Financiera/EBITDA se ubicó en 1.2x (dic-2022: 1.1x), el cual es un indicador bajo y evidencia una solidez en términos de solvencia. Adicionalmente, respecto al *covenant* correspondiente al Tercer Programa de Bonos, la Compañía debe reportar un índice de endeudamiento<sup>19</sup> por debajo de 1.5x, para el cual, cumple de manera holgada, estando al cierre de dic-2023 en 0.4x.



Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

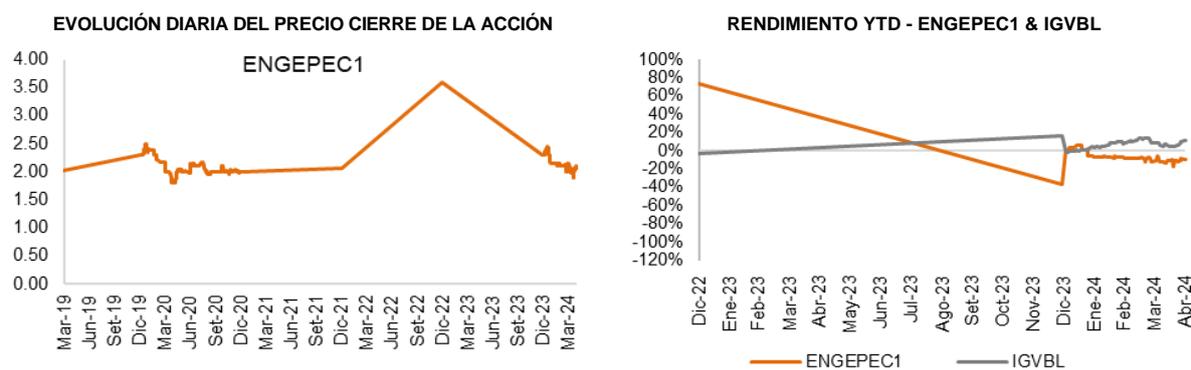
## Instrumentos Clasificados

### Acciones Comunes

Al cierre de dic-2023, posterior a la fusión por absorción de Enel Generación Perú con Enel Green Power Perú S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C., y Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.C. el Capital Social de la Compañía totalmente suscrito y pagado asciende a S/ 3,134.9 MM representado por 3,134,886,677 acciones comunes de valor nominal S/ 1.00 cada una, gozando todas de iguales derechos y prerrogativas. Al respecto, cabe recordar que, en Junta General Obligatoria Anual de Accionistas (JOA) del 25 de marzo de 2022, se acordó reducir el capital social en S/ 570 MM bajo la modalidad de devolución de aportes; sin embargo, producto de la fusión, el número de acciones volvió a incrementarse.

Respecto al comportamiento de las acciones comunes, a dic-2023, la acción cerró en S/ 2.29, registrando un retorno *YTD* (*yield-to-date*) de -39.7%. El promedio de cotización durante el 2023 fue de S/ 3.72; mientras que, a la fecha de elaboración del informe, la acción viene cotizando a un monto de S/ 2.05, lo cual refleja una caída ante la finalización de la OPA que acordó el Fondo Actis, a través de Niagara Energy, con el Grupo Enel, como parte de su programa de desinversión local. La Utilidad por acción fue de S/ 0.26.

En esa línea, el ratio PER (Price to Earnings) fue de 8.8x (dic-2022: 7.8x). Las acciones de Enel Gx tienen un valor beta menor a la unidad (0.0941), lo que significa que presentan una menor sensibilidad a los ciclos económicos, frente a otras acciones, gracias en parte a la estabilidad del sector regulado que se ve menos afectado. Durante el 2023, la frecuencia de negociación promedio fue de 74.3%, donde el número de acciones negociadas durante ese periodo fue de 11.3 MM aproximadamente. Así, la capitalización bursátil al cierre de dic-2023 fue de ~S/ 7,178.9 MM, donde la cotización máxima que se alcanzó fue S/ 4.85 mientras el mínimo fue de S/ 1.99.



Fuente: SMV / Elaboración: PCR

### Política de Dividendos<sup>20</sup>

La Compañía y su Subsidiaria gestionan su estructura de capital y realiza los ajustes de acuerdo con los cambios en las condiciones económicas. Para mantener o ajustar su estructura de capital, la Compañía puede modificar los pagos de dividendos a los accionistas, devolver capital a los accionistas o emitir nuevas acciones. Así, en cuanto a la política se establece:

<sup>18</sup> EBITDA 12M / (Gastos Fin + PC de Deuda Estructural). No incluye préstamos bancarios revolventes.

<sup>19</sup> Deuda / Patrimonio, Deuda = Deuda Fin - caja (límite 50M US\$). Para la conversión, se utilizó el tipo de cambio cierre sep-2023, calculado por el BCR.

<sup>20</sup> Presentado a la SMV con fecha 25 de marzo de 2022.

Distribuir en efectivo hasta el 100% de las utilidades de libre disposición que se generen durante el ejercicio 2024, de la siguiente manera:

- Primer dividendo a cuenta: hasta el 100% de las utilidades acumuladas al primer trimestre, pagadero entre los meses de mayo y junio de 2024.
- Segundo dividendo a cuenta: hasta el 100% de las utilidades acumuladas al segundo trimestre, después de deducido el primer dividendo a cuenta, pagadero entre los meses de agosto y septiembre de 2024.
- Tercer dividendo a cuenta: hasta el 100% de las utilidades acumuladas al tercer trimestre, después de deducido el primer y segundo dividendos a cuenta, pagadero entre los meses de noviembre y diciembre de 2024.
- Dividendo complementario: hasta el 100% de las utilidades acumuladas al cuarto trimestre de 2024, descontados los dividendos a cuenta del ejercicio entregados previamente, que se pagará en la fecha que determine la junta general obligatoria anual de accionistas del ejercicio 2025, salvo que dicha junta acuerde modificar el destino del saldo de la utilidad de libre disposición no distribuido a cuenta durante el ejercicio 2024.

Asimismo, en caso así lo disponga la junta general de accionistas, se podrá distribuir en efectivo hasta el 100% de los resultados acumulados y/o reservas de libre disposición que tenga registrada la Sociedad. La conveniencia de la distribución, así como los importes a distribuir y su fecha definitiva de pago, en su caso, serán definidos en cada oportunidad, sobre la base de la disponibilidad de fondos, planes de inversión y el equilibrio financiero de la Sociedad. Al cierre de dic-2023, la empresa ha declarado S/ 647.0 MM en dividendos y fueron pagados en efectivo.

### Bonos Corporativos

A la fecha, la Compañía mantiene una emisión vigente correspondiente al Tercer Programa de Bonos Corporativos con vencimiento en 2028. El objeto del programa fue el financiamiento de las obligaciones del emisor en general, incluyendo, pero sin limitarse a: i) financiamiento de inversiones, ii) refinanciamiento del pago parcial o total de su deuda, iii) atención de las necesidades de capital de trabajo, iv) cualquier otro destino. El programa presenta resguardo financiero, el cual consiste en mantener un índice de endeudamiento<sup>21</sup> no mayor a 1.5x. A dic-2023, dicho indicador se encuentra en 0.4x, por lo cual cumple con el resguardo.

EMISIONES VIGENTES	
Tercer Programa de Bonos Corporativos <sup>22</sup>	
Aprobado en Junta General de Accionistas del 9 de junio de 2005.	
Monto máximo aprobado: US\$100MM (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica).	
<b>8va Emisión</b>	
Monto de la Emisión	US\$ 10,000,000
Monto en Circulación	US\$ 10,000,000
Series	A
Tasa de interés	6.3438%
Pago de intereses	Semestral
Fecha de colocación	24-ene-2008
Fecha de vencimiento	24-ene-2028

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

### DEUDA POR BONOS CORPORATIVOS – DIC-2023 (S/ miles)

Deuda (S/ MM)	DICIEMBRE 2022		DICIEMBRE 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
<b>Tercer Programa de Bonos Corporativos</b>				
Octava Emisión	1,051	38,200	1,021	37,130
<b>Total</b>	<b>1,051</b>	<b>38,200</b>	<b>1,021</b>	<b>37,130</b>

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

### Sexto Programa de Bonos Corporativos

Mediante Junta Obligatoria Anual de Accionistas del 23 de marzo de 2017, se aprobó la realización del Sexto Programa de Bonos Corporativos hasta por un monto total en circulación de US\$ 350 MM (o su equivalente en soles), el cual se podrá efectuar en una o más emisiones, según sea determinado por el emisor. El Programa tiene una vigencia de seis años contados a partir de la fecha de su inscripción en el Registro Público del Mercado de Valores de la SMV (13 de marzo de 2018). A la fecha, el Programa no presenta emisiones vigentes.

Sexto Programa de Bonos Corporativos	
Emisor	Enel Generación Perú S.A.A.
Entidad Estructuradora	Banco BBVA Perú S.A.
Agente Colocador	Continental Bolsa Sociedad Agente de Bolsa S.A. o la entidad que defina el Emisor.
Representante de Obligacionistas	Banco Internacional del Perú S.A.A - Interbank
Monto del Programa	Hasta por un monto en circulación de US\$ 350,000,000 o su equivalente en soles.
Moneda	Dólares o Soles.
Vigencia	06 años contados a partir de la fecha de inscripción del Programa en el RPMV de la SMV.
Amortización, pago de capital e intereses	Conforme a lo indicado en los respectivos Contratos Complementarios y Prospectos Complementarios.
Garantías	Genérica sobre el patrimonio del Emisor. No contarán con garantías específicas.
Destino de recursos	Los recursos serán utilizados, aproximadamente hasta el 38.17% para la refinanciación de los vencimientos de deuda financiera y aproximadamente hasta el 61.83% para cubrir nuevas inversiones en base a los planes de inversión del Emisor.

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

<sup>21</sup> Deuda / Patrimonio, Deuda = Deuda Fin - caja (límite 50MM US\$).

<sup>22</sup> El Programa tiene una duración de tres años contados a partir de la fecha de su inscripción en el Registro Público del Mercado de Valores de la SMV, el cual podrá renovarse de manera sucesiva por periodos similares.

ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A. Y SUBSIDIARIAS					
Estado de Situación Financiera (S/ miles)	Dic-2019	Dic-2020	Dic-2021	Dic-2022	Dic-2023
Activo Corriente	1,212,561	1,121,084	944,788	1,062,635	1,129,160
Activo Corriente Prueba Ácida	1,140,792	1,020,718	870,138	956,351	1,036,064
Activo No Corriente	3,435,971	3,464,291	5,067,732	5,596,499	5,567,003
<b>Activo Total</b>	<b>4,648,532</b>	<b>4,585,375</b>	<b>6,012,520</b>	<b>6,659,134</b>	<b>6,696,163</b>
Pasivo Corriente	584,666	666,011	868,881	1,570,747	1,435,151
Pasivo No Corriente	831,307	847,293	1,674,388	1,812,427	1,954,807
<b>Pasivo Total</b>	<b>1,415,973</b>	<b>1,513,304</b>	<b>2,543,269</b>	<b>3,383,174</b>	<b>3,389,958</b>
<b>Patrimonio Neto</b>	<b>3,232,559</b>	<b>3,072,071</b>	<b>3,469,251</b>	<b>3,275,960</b>	<b>3,306,205</b>
<b>Deuda Financiera</b>	<b>110,629</b>	<b>114,241</b>	<b>840,711</b>	<b>1,464,132</b>	<b>1,575,841</b>
Deuda Estructural CP	39,259	27,197	86,626	70,784	91,697
Deuda Estructural LP	71,370	87,044	561,349	820,211	1,018,391
Prestamos Diversos CP	-	-	192,736	573,137	465,753
<b>Estado de Resultados (S/ miles)</b>					
Ingresos Brutos	1,668,261	1,540,055	1,789,197	2,375,074	2,622,561
Costo de Ventas	896,767	842,716	913,531	1,248,961	1,440,983
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>771,494</b>	<b>697,339</b>	<b>875,666</b>	<b>1,126,113</b>	<b>1,181,578</b>
Gastos Operacionales Netos	-31,679	-34,213	-24,746	-35,424	-69,239
<b>Utilidad Operativa</b>	<b>739,815</b>	<b>663,126</b>	<b>850,920</b>	<b>1,090,689</b>	<b>1,112,339</b>
Ingresos Financieros	19,202	15,015	11,585	38,648	35,906
Gastos Financieros	-30,111	-10,288	-5,301	-70,641	-78,170
<b>Utilidad (Pérdida) Neta</b>	<b>548,578</b>	<b>478,672</b>	<b>606,256</b>	<b>809,045</b>	<b>814,333</b>
EBITDA Ajustado (S/ miles)**	906,033	825,760	1,006,532	1,291,588	1,312,465
Utilidad (Pérdida) Neta	548,578	478,672	606,256	809,045	814,333
<b>Solvencia y Cobertura (veces)</b>					
Pasivo Total / Patrimonio	0.4	0.5	0.7	1.0	1.0
Deuda Financiera / Pasivo Total	0.1	0.1	0.3	0.4	0.5
Deuda Financiera / Patrimonio	0.0	0.0	0.2	0.4	0.5
Cobertura Servicio de Deuda	13.1	22.0	99.6	9.1	7.7
Deuda Financiera / EBITDA	0.1	0.1	0.8	1.1	1.2
<b>Rentabilidad</b>					
ROA	12.0%	10.4%	11.4%	12.8%	12.2%
ROE	17.5%	15.2%	18.5%	24.0%	24.7%
Margen Bruto	46.2%	45.3%	48.9%	47.4%	45.1%
Margen Operativo	44.3%	43.1%	47.6%	45.9%	42.4%
Margen EBITDA	54.3%	53.6%	56.3%	54.4%	50.0%
Margen Neto	32.9%	31.1%	33.9%	34.1%	31.1%
<b>Liquidez y Eficiencia</b>					
Liquidez General (veces)	2.1	1.7	1.1	0.7	0.8
Prueba Ácida (veces)	2.0	1.5	1.0	0.6	0.7
Capital de Trabajo (S/ miles)	546,577	627,895	455,073	-508,112	-305,991
Periodo Medio de Cobro (días)	37	43	40	36	37
Periodo Medio de Pago (días)	75	83	96	111	97
Días Inventario (días)	29	29	28	21	17
Ciclo de Conversión Neto (días)	-9	-10	-28	-54	-43
<b>Indicadores Bursátiles</b>					
Precio Cierre Promedio (S/)	2.31	2.09	2.15	2.49	3.72
Precio de Cierre (S/)	2.30	2.00	2.07	3.60	2.29
YTD	18.6%	-13.0%	3.5%	73.9%	-39.7%
Frecuencia de Negociación	82.5%	50.8%	71.3%	86.9%	74.3%
Nº Acciones	2,838,751,440	2,838,751,440	2,395,569,621	1,747,842,348	3,134,886,677
EPS 12M (S/)	0.19	0.17	0.25	0.46	0.26
P/E (veces)	11.90	11.86	8.18	7.78	8.82
Capitalización Bursátil cierre (S/ miles)*	6,529,128	5,677,503	4,958,829	6,292,232	7,178,890

\*Precio de cierre x N° acciones.

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR