

FENIX POWER PERÚ S.A

Informe con EEFF al 31 de diciembre de 2023¹
Periodicidad de actualización: Anual

Fecha de comité: 27 de junio de 2024
Sector Eléctrico, Perú

Equipo de Análisis

Gustavo Egocheaga
gegocheaga@ratingspcr.com

Michael Landauro
mlandauro@ratingspcr.com

(511) 208.2530

HISTORIAL DE CALIFICACIONES

Fecha de información	Dic-22	Dic-23
Fecha de comité	19/06/2023	27/06/2024
Acciones Comunes	PEPCN1	PEPCN1
Perspectiva	Estable	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.

La información empleada en la presente clasificación proviene de fuentes oficiales; sin embargo, no garantizamos la confiabilidad e integridad de la misma, por lo que no nos hacemos responsables por algún error u omisión por el uso de dicha información. La clasificación otorgada o emitida por PCR constituyen una evaluación sobre el riesgo involucrado y una opinión sobre la calidad crediticia, y la misma no implica recomendación para comprar, vender o mantener un valor; ni una garantía de pago del mismo; ni estabilidad de su precio 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 decidió ratificar la clasificación “PEPCN1” a las acciones comunes de Fenix Power Perú S.A, con perspectiva estable; con información al 31 de diciembre de 2023. La decisión se sustenta en el buen posicionamiento de la compañía dentro las empresas generadoras eléctricas del país, con una cartera diversificada bajo contratos PPA con clientes regulados y libres, y a la expansión de los ingresos que le permitieron obtener estables márgenes operativos, adecuados niveles de cobertura y rentabilidad. Finalmente, se considera la ajustada liquidez; no obstante, este se ve mitigado por el soporte de su matriz mediante un contrato CSA², permitiéndole afrontar de manera eficiente futuras necesidades de liquidez.

Perspectiva

Estable

Resumen Ejecutivo

- **Incremento de la producción y venta de energía.** La producción de energía de Fenix ha mantenido el dinamismo mostrado en los últimos 5 años. A diciembre 2023, la producción de energía se redujo en -21.5% respecto del 2022, totalizando una generación de 3,404.4 GWh; sin embargo, los precios promedio de contratos PPA de clientes regulados y no regulados, y precio spot, mostraron un avance importante desde la declaratoria del precio del gas natural que permitió mitigar la reducción en la producción de energía. En ese sentido, los ingresos acumulados alcanzaron los US\$ 312.2 MM, registrando un crecimiento de +23.7%. Asimismo, a nivel nacional su participación en la producción acumulada de energía se ubicó en 5.8% (dic-2022: 7.6%), manteniéndose en el quinto lugar.
- **Aumento de clientes regulados y libres.** A diciembre de 2023, Fenix cuenta con alrededor de 54 clientes (dic-2022: 44 clientes), de los cuales 8 son regulados (distribuidoras), 1 cliente generador y 45 clientes libres. Ello permitió generar ingresos por venta de energía superiores a los del año 2022. Cabe destacar que en la venta hacia los clientes regulados representan la mayor parte de los ingresos de la compañía.
- **Reducción del resultado operativo.** A pesar del incremento de los ingresos por venta de energía y considerando que los gastos fijos y el gasto por depreciación se mantuvieron relativamente en el mismo nivel, se derivó en un resultado operativo de US\$ 62.5 MM (-10.0%), producto del incremento en la compra de energía y potencia debido a la demora en los mantenimientos que realiza General Electric, lo que derivó en un margen operativo de 20.0% (dic-2022: 27.5%) y un margen EBITDA de 31.5% (dic-2022: 41.7%).
- **Adecuados niveles de cobertura.** A diciembre de 2023, la deuda financiera de la compañía totalizó US\$ 252.8

¹ EEFF Auditados

² Cash Support Agreement.

MM, (dic-2022: US\$ 280.2 MM), está constituida en un 79.3% por deuda de largo plazo y 20.7% de deuda de corto plazo. Cabe precisar que dentro de la deuda de CP, se encuentra el uso de US\$ 25 MM correspondientes a líneas de crédito desde el 2020. En ese sentido, el ratio de cobertura de servicio de deuda (RCSD)³ registró un incremento ubicándose en 1.67x (dic-2022: 1.66x), mientras que la Deuda financiera/Ebitda en 2.6x (dic-2022: 2.7x), como resultado de las amortizaciones de las obligaciones de bonos y la reducción del EBITDA.

- **Ajustados niveles de liquidez:** A diciembre de 2023, el indicador de liquidez general se situó en 1.0x, superior al registrado en diciembre 2022 (0.9x), como resultado de la reducción del efectivo por la generación de flujo operativo negativo ante mayores salidas por pagos a proveedores. Sin embargo, la amortización de la parte corriente de las obligaciones de bonos permitió que el indicador de liquidez superara lo mostrado el año previo.
- **Indicadores de rentabilidad positivos.** El resultado neto totalizó en una ganancia de US\$ 23.7 MM (dic-2022: US\$ 29.8 MM), con lo cual el margen neto pasó de 11.8% a 7.6% en diciembre 2023. En línea con ello, los indicadores de rentabilidad se mantuvieron positivos, por lo que ROE y ROA se ubicaron en 7.9% y 3.5% (dic-2022: 10.8% y 4.1%), respectivamente.
- **Declaratoria de precio del gas natural:** A partir de julio 2021, la Corte Suprema de Justicia declaró la nulidad del Decreto 043-2017-EM, el cual estipulaba que las centrales termoeléctricas debían declarar un precio mínimo de la energía respecto al uso del gas natural, precio inferior al precio real de generación de las generadoras. Sin embargo, con dicha nulidad, el precio de gas natural debe incluir los costos asociados a las cláusulas de *take or pay*, con relación los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, principalmente. En ese sentido, a diciembre 2023, el costo marginal se encuentra ubicado en US\$ 74/MWh, promedio anual (dic-2022: US\$ 37.5/MWh). Se observa que los ingresos se incrementaron en un +23.7% mientras que los costos de venta en un +50.0% a comparación de dic-2022.
- **SopORTE de la matriz Colbún S.A a través de un Cash Support Agreement:** Fenix Power Perú forma parte de Colbún Perú y de Inversiones de las Canteras, la cual se encuentra conformada a su vez por Colbún S.A, Blue Bolt A 2015 Ltd y Sigma SAFI. Colbún S.A cuenta con 15% de *market share* en términos de generación, ubicándose en el tercer lugar del SEN de Chile (Sistema Eléctrico Nacional) y posee 26 centrales de generación en Chile y Perú con un capacidad instalada alrededor de los 3,805 MW. Desde mediados de 2019 la Compañía participa de un *Cash Support Agreement* (CSA), el mismo que ha sido renovado en dos ocasiones y que actualmente tiene validez hasta abril de 2024. Mediante este acuerdo, Inversiones de las Canteras, a través de sus accionistas, le proporcionaría a la Compañía la liquidez necesaria para realizar los pagos de su servicio de deuda en caso no se tuviese la liquidez requerida. A diciembre 2023 esté comprometido asciende a alrededor de US\$ 57 MM⁴. El vencimiento de este acuerdo puede ser prolongado por los socios de acuerdo según sea conveniente.

Factores claves

Factores que podrían conducir a un aumento en la calificación:

- Dado que la Compañía posee la calificación más alta, no se consideran factores que aumenten dicha calificación.

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.
- Pérdida del respaldo patrimonial y salida del grupo económico al que pertenece.
- 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 para Clasificación de Riesgo de Acciones (Perú)" vigente del Manual de Clasificación de Riesgo aprobado en Sesión 04 de Comité de Metodologías con fecha 09 de julio 2016.

Información utilizada para la clasificación

1. **Información financiera:** Estados financieros auditados por los periodos 2019-2023.
2. **Riesgo de Solvencia:** Estructura del pasivo, seguimiento de indicadores.
3. **Riesgo Crediticio:** Detalle de las ventas, generación de caja y seguimiento de indicadores.
4. **Riesgo de Liquidez:** Estructura de financiamiento, seguimiento de indicadores.

Limitaciones y Limitaciones Potenciales para la clasificación

- **Limitaciones encontradas:** No se encontró limitaciones respecto a la información presentada por la empresa.
- **Limitaciones potenciales Riesgos Previsibles** El crecimiento y desempeño de la Compañía depende del nivel de actividad económica del país, ya que la demanda de energía eléctrica es una variable altamente procíclica⁵. Asimismo, las operaciones de Fénix se encuentran sometidas, entre otros, a las condiciones y normas del marco regulatorio del sector eléctrico en el Perú.

³ RCSD: (EBITDA /Gastos financieros + deuda financiera de corto plazo). Se excluye las líneas de crédito por US\$ 25 MM.

⁴ En caso de girarse, se estructurará con un vencimiento el 20 de setiembre de 2028.

⁵ Una variable procíclica crece (disminuye) en el mismo sentido que el crecimiento del PBI, pero haciéndolo a tasas superiores.

Contexto Económico

En el 2023, la economía peruana registró una contracción de -0.6% respecto al 2022. Esta reducción se da principalmente a la incidencia negativa del sector manufactura, construcción, agropecuario y pesca. Cabe señalar, que el desempeño de la actividad productiva en las regiones se vio perjudicado por la presencia del ciclón Yaku, en especial al norte del país que ocasionó inundaciones, 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.

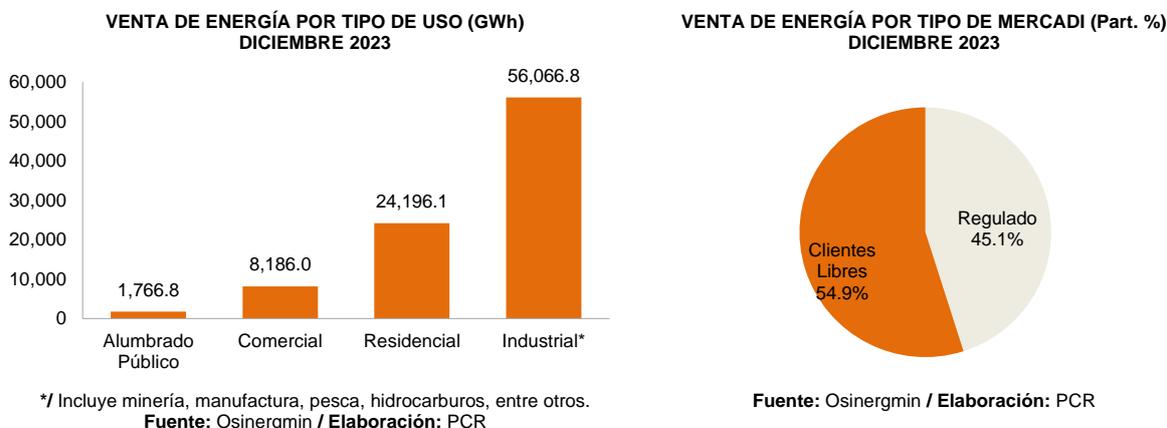
***BCRP, Reporte de Inflación de marzo 2024. Las proyecciones de minería e hidrocarburos están divididas, respectivamente, así como el de manufactura en primaria y no primaria respectivamente.

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.

Contexto del sector de energético local

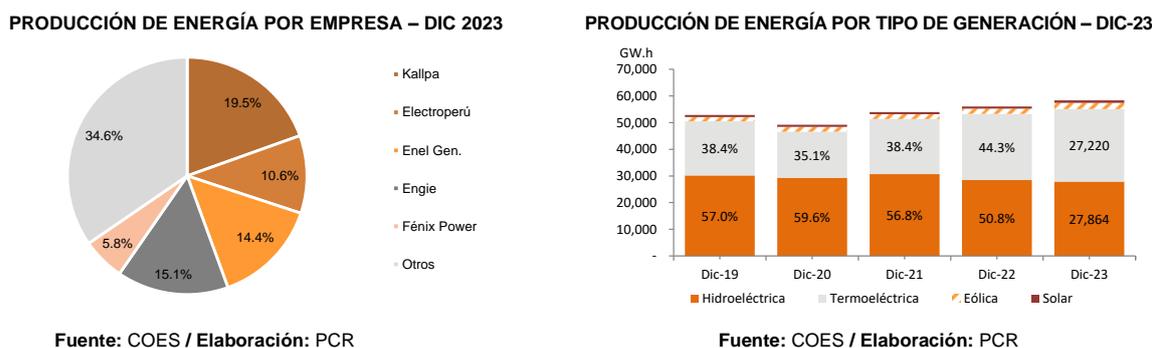
El desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación con el crecimiento de la economía debido al importante peso de la demanda Industrial⁶ en el consumo eléctrico del país, el cual explicó, a diciembre 2023⁷, el 62.1% de la energía eléctrica vendida, seguida del Residencial (26.8%), Comercial (9.1%) y Alumbrado Público (2.0%). Por otro lado, por tipo de mercado, los Clientes Libres representa el 54.9% del total, mientras que los Regulados el 45.1% restante. Cabe destacar que los clientes regulados también están conformados por pequeñas y medianas empresas que no demandan un gran consumo de energía eléctrica.



A dic-23, 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-22: 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 64 empresas generadoras, de las cuales cinco compañías produjeron 65.4% del total de energía eléctrica producida: Kallpa, Electroperú, Enel Gen., Engie y Fénix Power, representando el 19.5%, 10.6%, 14.4%, 15.1% y el 5.8% del total producido en el SEIN, respectivamente. Respecto al tipo de producción por tipo de generación, 47.4% fue de origen hidroeléctrico, 46.6% termoeléctrico, 4.0% eólico y 1.6% solar.

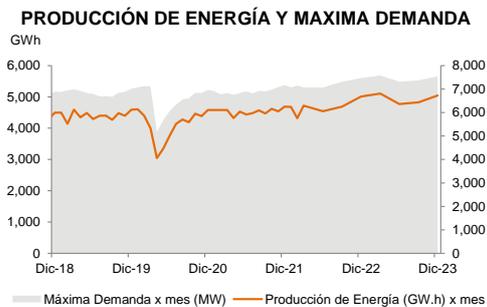


Costo marginal y precio en barra

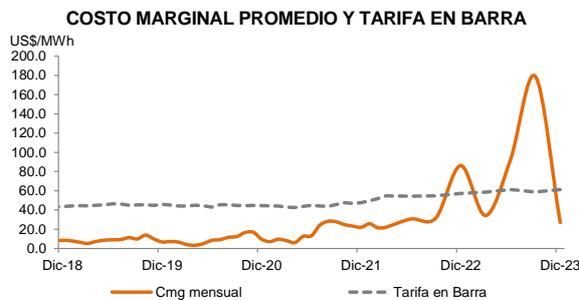
En el mercado mayorista, el precio usado es el costo marginal, el cual es definido como el costo incurrido por el SEIN para proveer una unidad adicional de energía determinada cada 15 minutos, mientras que el precio en barra es la tarifa máxima establecida por el organismo regulador para el cálculo de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

⁶ Incluye minería, manufactura, pesca, hidrocarburos, entre otros.

⁷ Última información disponible.



Fuente: COES / Elaboración: PCR



Fuente: COES / Elaboración: PCR

A dic-23, la tarifa en barra se ubicó en 61.3 USD/MWh, mayor en 7.0% a la tarifa de dic-22 (57.3 US\$/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-22 (86.3 USD/MWh).

Proyecciones⁸

De acuerdo con el COES, la proyección de la demanda para el 2025 - 2034, contempla un análisis energético a corto plazo, comprometiendo los periodos desde el 2025 a 2028, con ello estiman que la tasa de crecimiento promedio de la máxima demanda del SEIN, sería de 3.1% hasta el 2028, adicionalmente, se alcanzaría un incremento promedio anual de la máxima demanda de 270 MW, considerando un escenario de crecimiento medio para la demanda. Esta demanda sería abastecida principalmente por centrales hidroeléctricas 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 – Cálclic y Cálclic – 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 Butrón⁹, 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.

Cambios regulatorios

Costo marginal

En febrero de 2021, el COES presentó su propuesta ante Osinergmin para el cambio del cálculo de los costos, relacionado a la declaración del gas natural en la generación eléctrica. En dicha propuesta el precio pasa de US\$ 1.00 por millón de Giga Joules (GJ) a US\$ 3.30, es decir tres veces mayor. Cabe recordar que, en 2020, el precio promedio del mercado *spot* fue de US\$ 9.30 por MWh (muy por debajo del precio estimado de largo plazo de entre US\$ 25 a US\$ 30); el precio del gas natural solo es una parte del costo marginal de las empresas de generación térmica.

Por su parte en marzo de 2021, el Osinergmin presentó su proyecto de modificación en el cual establece que para la determinación del precio unitario por suministrado de combustible (gas natural), no se deberá considerar la información contenida en los comprobantes de pago referidas a las cláusulas *take or pay*. De esta manera el costo del gas natural

⁸ Fuente: Portal COES – Actualización Plan de Transmisión 2025-2034. Link: <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTI#>

⁹ Diario La República (08 de julio de 2023).

a través de los contratos *take or pay* ya no serían considerados costos fijos y pasarían a ser considerados costos variables, y por tanto parte del costo marginal.

Declaratoria de precio del gas natural

La Corte Suprema declaró que el Decreto 043-2017-EM, con relación a la declaración de precios de los combustibles por parte de las centrales generadoras, es nulo y ordenó al Ministerio de Energía y Minas establecer nuevas disposiciones en base al Decreto 039-2017-EM ya existente. El Decreto 043-2017-EM estipulaba que las centrales térmicas debían declarar un precio mínimo de la energía respecto al uso del gas natural, el cual era muy inferior al precio real de generación de dicho combustible, debido a que excluye de dicha declaración, los costos asociados a las cláusulas de *take or pay* que tienen los contratos de transporte y distribución de gas natural, principalmente. Dicha sentencia indica que no se pueden declarar dos precios distintos: uno en barra (que incluyen todos los costos) y otro para la declaración de precios de gas (orden de despacho de centrales). Cabe mencionar que el fallo de la Corte Suprema no indica cómo se debe regular o de qué manera se debe volver al régimen anterior. En ese sentido, a partir de julio 2021, las empresas generadoras deberán declarar el precio real de gas natural que incluya los costos asociados a los suministros, transporte y distribución de este. En ese sentido, el costo marginal del mercado spot se incrementó notablemente desde la aplicación de la norma, pasando de US\$ 13.3/MWh a junio 2021 a US\$ 24.2/MWh en julio 2021. A diciembre 2023, el costo marginal ha continuado incrementándose hasta ubicarse en US\$ 74 por MWh promedio anual.

Ley de Hidrógeno Verde

En octubre 2023, se promulgó la Ley N° 31992 que busca fomentar el uso del hidrógeno verde en Perú, incluyendo su investigación, desarrollo, producción, transformación, almacenamiento, acondicionamiento, transporte, distribución, comercialización, exportación y el uso de hidrogeno verde como combustible. Asimismo, durante el primer trimestre del 2024, fue promulgada la Ley N° 31992, Ley de Fomento de Hidrógeno Verde.

Modificación a la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Ley 28832)

En junio 2023, se aprobó el Dictamen de los Proyectos de Ley 2139/2021, 3662/2022, 4565/2022 y 4748/2022, que busca mejorar la eficiencia en la generación eléctrica, la inclusión de proveedores de servicios complementarios, contratación en bloques de energía o potencia, licitaciones de corto y largo plazo, el precio en barra que fija la Osinergmin, la participación de energías renovables en licitaciones, y la repartición de la energía y/o potencia consumida de acuerdo a los contratos vigentes.

Proyecto de Ley de Masificación de Gas Natural

En junio 2023, fue aprobado por el Congreso el Dictamen para fomentar la masificación del gas natural, la cual establece las propuestas de promoción de proyectos de distribución del gas natural, la creación del mecanismo de compensación para el acceso descentralizado al gas natural, y la creación de la agencia de inventarios de combustibles. Asimismo, el 04 de diciembre de 2023, el presidente de la República observa la autógrafa en puntos tales como el sistema de seguridad energética en hidrocarburos, el cargo y desino del Sistema de Seguridad Energética en hidrocarburos, la financiación del FISE, el destino del fondo, la administración del fondo y cumplimiento de disposiciones, y, por último, la supervisión y fiscalización. Actualmente, el proyecto de ley se encuentra en etapa de revisión por parte de la Comisión de Energía y Minas.

Proyecto de Ley de Beneficios Tributarios

En marzo 2024, se aprobó el Dictamen recaído en el proyecto de ley 6747/2023 que plantea prorrogar la vigencia del beneficio tributario dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1058 referido a la depreciación acelerada hasta el 31 de diciembre de 2035 para promover la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables.

Proyecto de Decreto Supremo de Certificación Ambiental y Términos de Referencia de los estudios ambientales en el sector eléctrico

En marzo 2024, fue publicado la Resolución Ministerial N° 091-2024-MINAM que dispone la publicación de dos proyectos Decretos Supremo:

1. *Proyecto de Decreto Supremo que busca modificar el Reglamento de la Ley N° 27446, conocida como la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.* El principal objetivo es agilizar el procedimiento de certificación ambiental para los titulares de proyectos de inversión para reducir los costos asociados a las demoras y los proyectos sean aprobados en plazos menores o dentro de los establecidos en la Ley del SEIA y su Reglamento.
2. *Proyecto de Decreto Supremo que tiene como objetivo aprobar los Términos de Referencia de los estudios ambientales para proyectos con características comunes o similares, según lo establecido en el anexo 1 del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas.* La propuesta busca proporcionar los términos de referencia para la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de centrales fotovoltaicas, así como para el Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) de las centrales eólicas.

Declaración de Costos Variables No Combustibles (CVNC) – Térmicas

En junio 2023, se concluyó el proceso de revisión de informes sustentadoras del Costo Variable No Combustible (CVNC), según lo establecido en la Primera Disposición Transitoria de la “Determinación del Costo Variable de Mantenimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” (PR-34 COES), a partir de julio del mismo año entraron

en vigor los nuevos valores de CVNC para las centrales térmicas en cada uno de sus Modos de Operación, los cuales se mantendrán vigentes hasta junio de 2025.

Valores de los Parámetros de Inflexibilidades Operativas

En diciembre 2023, mediante Oficio N° 1966-2023-OS-DSE, Osinergmin comunicó al COES los valores de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas Tiempo de arranque (TA), Tiempo Mínimo de Operación (TMO) y Tiempo Mínimo entre Arranques (TMA) de las Unidades de Generación en cada uno de sus Modos de Operación de las Centrales, como resultado del proceso de revisión de su Informe de Sustento Técnico (IST), todo ello en aplicación de lo dispuesto en el Procedimiento de Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN (Resolución N° 161-2019-OS/CD).

Modificación de los Procedimientos técnicos del COES N° 01 y N° 09

En enero 2024, a través de la Carta COES/D-076-2024, el COES propuso al OSINERGMIN la modificación del Procedimiento Técnico del COES No. 01 (PR-01) "Programación de la Operación de Corto Plazo", el Procedimiento Técnico del COES No. 9 (PR-09) "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN", y el Glosario de Términos. Esta propuesta de modificación tiene como objetivo principal la inclusión de criterios que el COES deberá seguir para la reducción de la generación de Energías Renovables (RER) en casos donde la producción de estas tecnologías en alguna parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) exceda la capacidad de transmisión del sistema.

Análisis de la Institución

Reseña

Fenix Power Perú S.A. (en adelante "la Compañía") se constituyó mediante Escritura Pública de fecha 15 de setiembre de 2004. Inicialmente, el Grupo panameño *Lakas*, obtuvo la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental a través de la sociedad Egechilca. Posteriormente fue adquirida por AEI (*Ashmore Energy International*) como accionista mayoritario y el Grupo *Lakas S.A.*, denominándose como Fenix Power Perú. Desde el 18 de diciembre de 2015 fue adquirida como subsidiaria de Colbún S.A (Chile), la cual a través de Inversiones de Las Canteras S.A posee el 58.6% de las acciones de la Compañía, pasando a denominarse como Fenix y adoptando la identidad corporativa de Colbún.

La Compañía tiene como objeto dedicarse a las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica a empresas, clientes libres finales y al mercado spot dentro del territorio peruano, que constituyen parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Cuenta con una central de generación termoeléctrica, cuya ubicación se encuentra en Las Salinas – Chilca, provincia de Cañete, con un inicio de operaciones en diciembre 2014.

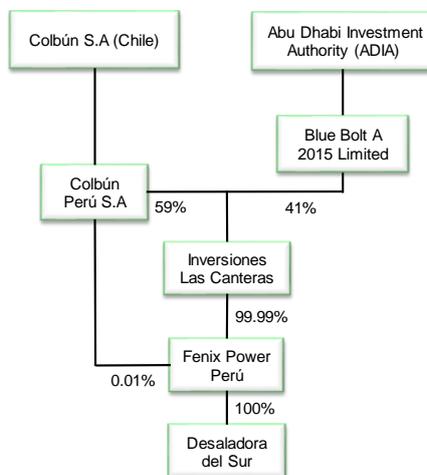
Grupo Económico

A diciembre de 2023, Fenix Power Perú posee como accionista mayoritario a Inversiones de las Canteras (99.99%) y Colbún Perú (0.01%). A su vez, Inversiones de las Canteras tiene como accionistas a Colbún Perú (59%), Blue Bolt A 2015 Limited (41%).

Colbún S.A, es una compañía chilena que tiene como objeto la generación y comercialización de energía eléctrica, cuenta con 15% de *market share* en términos de generación, ubicándose en el tercer lugar del SEN de Chile (Sistema Eléctrico Nacional) y posee 26 centrales de generación en Chile y Perú con un capacidad instalada alrededor de los 3,805 MW distribuidos en distintos tipos de tecnologías de generación, incluyendo soluciones de electromovilidad, energía distribuida, eficiencia energética y almacenamiento, entre otras.

Por su parte, *Blue Bolt* es un fondo soberano de inversión, subsidiaria controlada por *Abu Dhabi Investment Authority* (ADIA), la cual cuenta con una amplia experiencia en inversiones.

GRUPO ECONÓMICO (DICIEMBRE 2023)



Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Accionariado, Directorio y Plana Gerencial

A diciembre de 2023, el accionariado de la Compañía se encuentra compuesto por dos accionistas, Inversiones de las Canteras S.A quien posee el 99.99% de las acciones representativas de su capital social y Colbún Perú S.A con el 0.01%. Asimismo, el capital social totalmente suscrito y pagado de la Compañía asciende a US\$ 253.6 MM, representado por 1,130,393,579 acciones con un valor nominal de S/ 0.44 por acción.

ACCIONARIADO – DICIEMBRE 2023	
Accionista	Participación
Inversiones de las Canteras S.A	99.99%
Colbún S.A	0.01%
Total	100.00%

Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

El Directorio está conformado por seis (06) miembros y es presidido por el Sr. Juan Miguel Cayo, CEO de Fenix desde el 2016, y quien cuenta con más de 15 años de experiencia en el sector electricidad y con un *Master* en Economía por *Georgetown University*.

RELACIÓN DE DIRECTORIO Y PLANA GERENCIAL (DICIEMBRE 2023)

Directorio	Cargo	Plana Gerencial
Juan Miguel Cayo	Presidente	Gerente General
Thomas Keller Lippold	Director	Gerente de Administración y Finanzas
Juan Camargo	Director	Gerente de Planta
Juan Salinas	Director	Gerente de Mercado
David Andrés Jana Bitrán	Director	Gerente de As. Corporativos
Jose Ignacio Escobar Troncoso	Director	Gerente de Energías Renovables
		Gerente de Ventas y Gestión de Clientes

Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Planes estratégicos

Fenix tiene como objetivo alcanzar los 900 MW de capacidad instalada de energía renovable hacia el 2030, a través de una estrategia eficiente en cuanto a cuota de mercado y cifras financieras. El *pipeline* de Fenix está conformado por 5 proyectos de energía renovable, los cuales se encuentran bajo estudio de los principales factores para determinar los proyectos más eficientes y rentables.

ACCIONARIADO – DICIEMBRE 2023			
Proyecto	Energía	Capacidad (MW)	Situación
Bayóvar	Eólica	250/400 MW	EIA en proceso
Naylamp	Eólica	238 MW	EIA en proceso
Tres Quebradas	Eólica	238 MW	EIA en proceso
Pampa	Eólica	316 MW	En estudio de factibilidad
Algarrobal	Solar	250/400 MW	EIA en proceso

EIA: Estudio de Impacto Ambiental

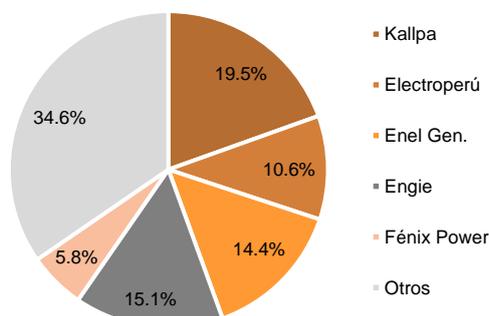
Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Operaciones

Posición Competitiva

Fenix Power Perú se ubica como una de las principales compañías de generación eléctrica en el Perú, permitiéndole suscribir contratos de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. A diciembre 2023, la Compañía posee el 5.8% de *market share* de empresas generadoras de energía, ubicándose en el quinto lugar (dic-2022: 7.6%).

PRODUCCIÓN ACUMULADA (GWh) - DICIEMBRE 2023



Fuente: Osignermin / Elaboración: PCR

Central Termoeléctrica Fenix

A partir de diciembre 2014, la central termoeléctrica, ubicada en el Centro Poblado Menor Las Salinas, distrito de Chilca, provincia de Cañete, inició operaciones con una potencia instalada de 570 MW, el cual significó una inversión de US\$ 900 MM. Como parte de generar energía a costos eficientes, la ubicación se encuentra cerca del gasoducto de Camisea y de la subestación eléctrica Chilca. Asimismo, la central está compuesta por el uso de tecnología de ciclo combinado; es decir utilizando gas natural y vapor de agua a través de dos turbinas General Electric de combustión a gas natural (que generan el 33.33% cada una, de la potencia de la planta), una turbina General Electric a vapor (genera el 33.33% restante de la potencia de la planta) y dos calderos recuperadores de calor.

A detalle, la central termoeléctrica utiliza el gas natural en dos turbinas de combustión para generar el 67% de la energía de la planta. Después de que el agua de mar ha pasado por un proceso de desalinización y desmineralización, mediante el calor generado se calienta el agua de mar para producir el vapor. Posteriormente, producto de ello, la turbina a vapor genera el 33% de energía resultante sin necesidad de hacer uso de combustible adicional. Adicionalmente, con el fin de contribuir con un mejor aprovechamiento de los recursos naturales, el agua de mar que es utilizada para la producción de energía representa el 20% del agua (500 m³/día) recaudada por las tuberías. El 80% restante (2000 m³/día), es utilizada como agua potable para el uso de la población local.

Por otro lado, la central de generación eléctrica ha sido considerada como Activo Crítico Nacional según el Decreto Supremo 007-2019-DE, mediante el cual, forma parte de aquellos recursos, infraestructuras y sistemas que son esenciales e imprescindibles para satisfacer las necesidades vitales de la población peruana. Por lo que garantizar el óptimo funcionamiento de la central es de alta prioridad para la compañía.

Para la producción termoeléctrica, la Compañía utiliza principalmente gas natural como insumo principal, para lo cual firmó con Pluspetrol (suministro), Transportadora de Gas del Perú – TGP (transporte) y Gas Natural de Lima y Callao – Calidda (distribución) un contrato el 10 de diciembre de 2012 (el servicio se inició en abril 2013), mediante el cual, esta brinda el servicio de distribución de gas desde el City Gate en el distrito de Chilca, para ello ha instalado una Estación de Regulación y Control (ERC), ducto de acero. El contrato posee una duración de 20 años (con un remanente de 11 años contados a partir desde el 2022), por un volumen de 84.1 MMpcd (millones de pies cúbicos por día). Adicionalmente, incluye un *Take or Pay* del 100% equivalente a 84.1 MMpcd el cual debe ser pagado en el mes del servicio. La tasa de interés asociada al arrendamiento financiero asciende a un 7% anual. La Compañía mantiene como reserva de emergencia la provisión de petróleo para la generación de energía en caso de presentarse problemas para generar electricidad con gas natural.

Adicionalmente, posee un contrato firmado con el Consorcio Transmataro S.A, desde el 20 de agosto de 2010 (el servicio se inició el 28 de marzo de 2013), mediante el cual el Consorcio presta los servicios de operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 8 KM de la subestación Chilca a la planta térmica de la Compañía. El contrato tiene una duración de 20 años (con un periodo restante de 10 años), con una tasa de interés anual de 12%.

La producción de energía de Fenix mostró un importante crecimiento, en línea con la recuperación de la demanda y la eliminación de diversas restricciones. A diciembre 2023, la producción de energía mostró una caída de -21.5% respecto al 2022, totalizando 3,404.4 GWh; debido a que la central no se encontraba disponible por las demoras en el mantenimiento anual que se realizó entre abril y junio, además de la mayor generación hidroeléctrica del sector; sin embargo, los precios promedio de contratos PPA de clientes regulados y no regulados, y precio spot, mostraron un avance importante desde la declaratoria del precio del gas natural que permitió mitigar la reducción en la producción de energía.

PRODUCCIÓN Y PRECIOS PROMEDIO DE ENERGÍA					
Año	Dic-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23
Producción (GWh)	3,767.5	2,886.9	3,439.0	4,334.1	3404.4
Precio PPA Regulados (USD/MWh)		51.8	49.6	57.5	63.4
Precio PPA No Regulados (USD/MWh)		27.1	26.4	31.8	52.9
Precio Spot (USD/MWh)		9.5	17.3	37.5	73.4

Fuente: Fenix Power Perú/ Elaboración: PCR

Responsabilidad Social Empresarial y Gobierno Corporativo

Respecto a sus prácticas de Responsabilidad Social Empresarial, Fenix 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. Al respecto, la empresa tiene diversos espacios y canales de comunicación con cada grupo de interés con el objetivo de promover una relación de largo plazo basada en la confianza, transparencia y valor compartido. Cuenta con programas y/o políticas formales que promueven la eficiencia energética, así como programas y/o políticas formales que promueven la gestión de residuos. Al respecto, Fenix cuenta con 3 proyectos de reutilización y reaprovechamiento de residuos: "Reciclaje para Aniquem" se dona cartón, papel, plástico, aceite, chatarra y residuos electrónicos para la recuperación de niños quemados, Proyecto de compostaje les permite reciclar nuestros residuos orgánicos de la poda para darle un uso más ecoamigable y una planta de tratamiento de aguas residuales domésticas.

Asimismo, cuentan con un Plan Operativo Anual de responsabilidad social con la comunidad que incluye la implementación de actividades para el continuo diálogo, así como una serie de proyectos de inversión social, entre los que se destacan: Agua de Mar que Transforma Vidas (programa bandera de responsabilidad social que consiste en la producción y entrega gratuita de agua potable, en beneficio de más de 7 mil vecinos de Chilca), Anemia Cero: programa de salud para la prevención y control de la anemia en Chilca, Yo tengo Energía: programa de bienestar para adultos mayores, que busca capacitarlos en habilidades técnicas y darles un acompañamiento psicológico, con el fin de contribuir en su inserción socioeconómica y su bienestar integral, entre otros.

Respecto a sus prácticas de Gobierno Corporativo, la Compañía, Fenix mantiene un tratamiento igualitario con sus accionistas, los cuales poseen similares derechos de voto. La Compañía cuenta con un Estatuto de la Sociedad en el cual se especifica el manejo de las juntas de accionistas. Cuenta con un Reglamento de Directorio y sus miembros poseen más de 10 años de experiencia. De otro lado, los estados financieros auditados recibieron una opinión favorable por parte del auditor externo. La empresa cuenta con un Código de Ética.

Clientes, proveedores y contratos de suministro

La venta de energía se realiza a clientes regulados, clientes libres y al mercado spot. En este último, se dan transferencias de potencia y energía entre generadoras al costo marginal de la energía y potencia.

A diciembre 2023, la cartera de clientes se encuentra diversificada entre diversas industrias. Entre los principales clientes regulados que poseen contratos de largo plazo se encuentran: Grupo Distriluz conformado por Electronorte, Electronoroeste e Hidrandina, COELVISAC, Enel Distribución, Electricidad del Oriente, Electro Dunas, Luz del Sur, y CELEPSA como cliente generador de energía.

Actualmente, la Compañía mantiene 54 contratos de suministro de electricidad (dic-2022: 44 clientes), de los cuales 8 son clientes regulados (distribuidores), 1 es cliente generador de electricidad y 45 son clientes libres.

Por otro lado, los principales proveedores de la Compañía son Pluspetrol, Transportadora de Gas de Perú (TGP) y Calidda para el suministro, transporte y distribución de gas natural, respectivamente. A diciembre 2023, se tiene costo de suministro de gas por US\$ 111.6 MM (dic-2022: US\$ 114.5 MM), explicado por los contratos con TGP, Pluspetrol y Calidda.

CONTRATOS PPA - CLIENTES REGULADOS

Contratos PPA	Periodo (años)	Capacidad contratada (MW)	Precio Promedio PPA (US\$/MWh)	Potencia (MW)	F. Inicio	F. Fin
Mercado Regulado						
Enel Distribución	12	47.56	64.30	47.56	Ene-16	Dic-27
Enel Distribución	10	8.89	66.67	8.89	Ene-18	Dic-27
Enel Distribución	10	3.32	63.15	3.32	Ene-14	Dic-23
Enel Distribución	10	0.98	63.15	0.98	Ene-14	Dic-23
Enel Distribución	7	12.06	63.15	12.06	Ene-14	Dic-30
Luz del Sur	10	52.27	66.67	52.27	Ene-18	Dic-27
Luz del Sur	10	49.04	63.15	49.04	Ene-14	Dic-23
Luz del Sur	10	14.42	63.15	14.42	Ene-14	Dic-23
Luz del Sur	7	66.55	63.15	66.55	Ene-24	Dic-30
Electrodunas	10	0.0	63.15	0.0	Ene-14	Dic-23
Electrodunas	10	0.0	63.15	0.0	Ene-14	Dic-23
Electricidad del Oriente	10	0.0	63.15	0.0	Ene-14	Dic-23
Electricidad del Oriente	10	0.0	63.15	0.0	Ene-14	Dic-23
Electricidad del Oriente	0.2	6.52	67.62	6.52	Nov-23	Dic-23
Distriluz	10	10.94	74.86	10.94	Ene-23	Dic-32
Consorcio Eléctrico Villacuri	4.5	Min. 6.0 - Max 6.25	Tarifa barra	Min. 6.0 - Max 6.25	Ene-22	Jun-26

Fuente: Fenix Power Perú/ Elaboración: PCR

Asimismo, la Compañía mantiene contratos PPA con diversos clientes libres como la Compañía Minera Luren, B. Braun Medical Perú, Universidad Tecnológica del Perú, IDAT, Logística AQP, Koplast, Onco Center, entre otros.

Infraestructura e inversiones

Las inversiones de Fenix Power Perú están orientadas a mantener la fiabilidad de suministro y maximizar la eficiencia en la producción de energía. La Compañía ha venido realizando diversas actividades asociadas a la operación y mantenimiento de sus instalaciones en línea con su plan de inversiones.

A diciembre 2023, el valor de las inversiones en inmuebles, maquinarias y equipo totalizaron en US\$ 413.9 MM, presentando una disminución interanual de -2.4% (-S/ 10.1 MM), el cual está conformado por maquinarias, Edificios y Construcciones en proceso. El *capex* de la compañía está conformado totalmente por los gastos de mantenimiento y operación de la planta. Durante el 2020, se realizó un desembolso aproximado de US\$ 20.0 MM relacionado al pago de siniestros en una de las turbinas, los cuales fueron recuperados casi en su totalidad por el seguro. En ese sentido, a diciembre 2021, el *capex* ascendió a US\$ 12.1 MM y a dic-2022 a US\$ 17.5 MM.

El monto de los activos por derechos de uso totalizó US\$ 89.9 MM (dic-2022: US\$ 99.9 MM), correspondiente principalmente a los pasivos por arrendamientos generados por los contratos registrados con Consorcio Transmantaro S.A y Calidda. A detalle, la operación y mantenimiento de la línea de transmisión totalizó US\$ 7.8 MM (dic-2022: US\$ 8.6 MM) y el derecho de uso del ducto Calidda en US\$ 81.9 MM (dic-2021: US\$ 91.0 MM).

Análisis Financiero

Eficiencia Operativa

A partir del segundo semestre del año 2020, el gobierno inició el proceso de reapertura progresiva de la economía, con lo cual se reactivaron industrias como la minería y la industria, sectores que explican gran parte de la demanda eléctrica del país. En el caso de Fenix fue importante la recuperación de la economía, ya que parte importante de su cartera de clientes pertenecen a empresas generadoras y distribuidoras. Asimismo, durante el 2021, se sumaron otros sectores a esta reactivación y se eliminaron diversas normas establecidas en la crisis sanitaria.

Fenix forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Asimismo, con el objetivo de realizar una tarificación económicamente eficiente, la regulación eléctrica distingue conceptualmente entre energía y potencia. En ese sentido, la energía posee una tarificación en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh), mientras que la potencia cuenta con una tarificación en unidades monetarias por unidad de potencia/unidad de tiempo (KW-mes).

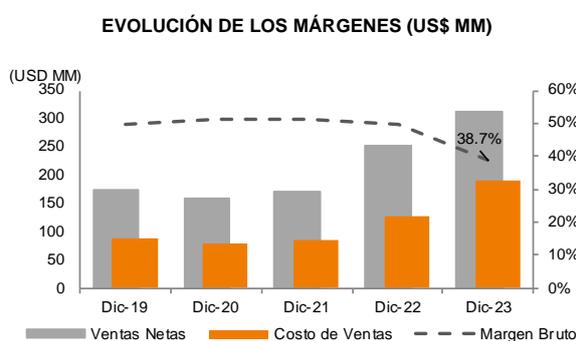
De esta manera, la Compañía cerró el 2023 con ventas por US\$ 312.2 MM, registrando un incremento de +23.7% (+US\$ 59.7 MM). Al respecto, el 82.3% de los ingresos corresponde a la venta de energía, venta de potencia 15.0%, y

otros ingresos por 2.8%. Mientras que por tipo de cliente, se observa que el 51.1% corresponde a ingresos provenientes de empresas distribuidoras (dic-2022: 58.2%), clientes industriales con 27.7% (dic-2022: 7.9%), y empresas generadoras con 18.5% (dic-2022: 30.4%), el 2.8% restante corresponde a otros ingresos.

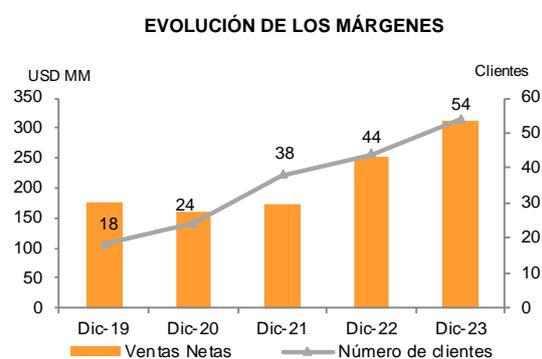
A detalle, se observa que los principales clientes de la compañía en términos de ingresos por ventas son Luz de Sur con US\$ 138.3 MM (44% del total), Inland Energy con US\$ 57.2 MM (18%), Enel Distribución Perú con US\$ 40.9 MM (13%), Electroperú con US\$ 8.8 MM (3.0%), Electro Oriente con US\$ 7.5 MM (2%), entre otros (menores a 2%).

Por otro lado, los costos de ventas sumaron US\$ 191.3 MM, registrando un incremento de +51.1% (+US\$ 64.7 MM) respecto de diciembre 2022. Cabe mencionar que durante el año se produjo un incremento en la compra de energía y potencia debido a la demora en los mantenimientos que realiza General Electric en la planta de generación. Por otro lado, el consumo de petróleo se incrementó a un total de US\$ 3.4 MM, respecto de los US\$ 35 miles en 2022, como resultado de la necesidad de producir energía a través del diésel debido al mantenimiento de Pluspetrol realizado del 25 al 31 de julio 2023 que imposibilitó la generación a gas.

Considerando los gastos fijos en US\$ 22.7 MM (dic-2022: US\$ 20.8 MM) y los gastos por depreciación y amortización en US\$ 35.7 MM (dic-2022: US\$ 35.7 MM), el resultado operativo se ubicó en US\$ 62.5 MM (-10.0%), con un margen operativo de 20.0% (dic-2022: 27.5%). Por otro lado, el EBITDA totalizó US\$ 98.2 MM, presentando una reducción de -6.7% (-US\$ 7.0 MM) respecto al año 2022 debido al impacto de los costos de venta; lo que derivó en un Margen EBITDA de 31.5% (dic-2022: 41.7%).



Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR



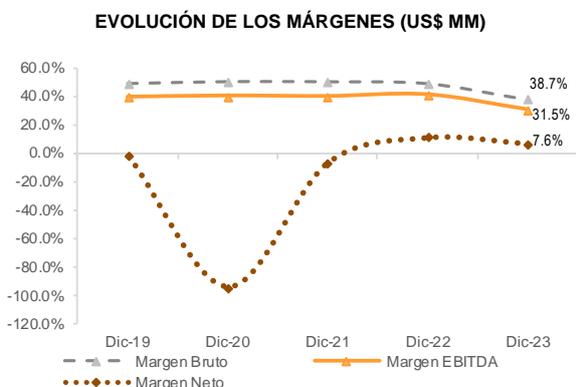
Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Rendimiento Financiero

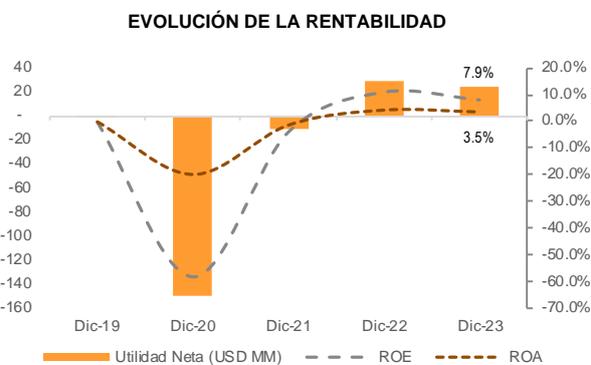
Los ingresos financieros se ubicaron en US\$ 2.0 MM (dic-2022: US\$ 0.4 MM), compuestos principalmente por ingresos por intereses de fondos invertidos por la Compañía. Por su parte, los gastos financieros alcanzaron los US\$ 23.1 MM (dic-2022: US\$ 24.1 MM), presentando una reducción -4.2% (-US\$ 1.0 MM), conformado por los intereses de los bonos seguido de los intereses por los pasivos de arrendamiento y otros gastos bancarios, y una diferencia cambiaria de US\$ 0.2 MM (dic-2022: US\$ 0.7 MM).

En ese sentido, el Resultado Antes de Impuestos totalizó una utilidad de US\$ 32.3 MM, ubicándose por debajo del año anterior en -16.1% (-US\$ 6.2 MM). Con ello, el resultado neto totalizó en una ganancia de US\$ 23.7 MM (-20.6%; -US\$ 6.1 MM), como resultado de los mayores costos de venta.

Debido a ello, el margen neto pasó a ubicarse en 7.6% (dic-2022: 11.8%), y los indicadores de rentabilidad registraron, un ROE y ROA de 7.9% y 3.5%, (dic-2022: 10.8% y 4.1%), respectivamente.



Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR



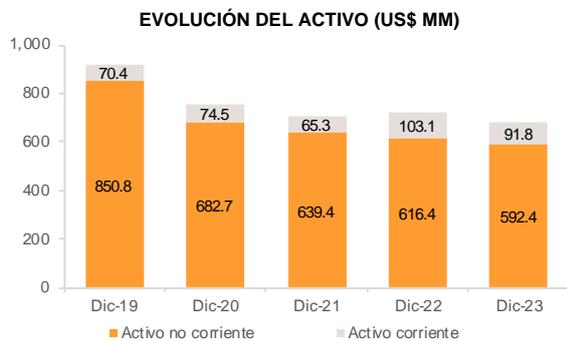
Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Estado de Situación Financiera

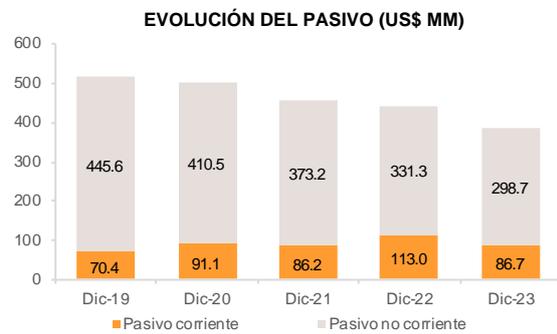
A diciembre de 2023, los activos de la Compañía totalizaron US\$ 684.2 MM, registrando una reducción interanual de -4.9% (-US\$ 35.2 MM). El activo corriente y no corriente poseen una participación de 13.4% y 86.6%, respectivamente. La reducción presentada en el activo corriente se explica principalmente por menores cuentas

por cobrar principalmente de clientes regulados (-25.0%; -US\$ 10.6 MM) y menores niveles de efectivo (-7.8%; -US\$ 3.9 MM), conformado por fondos mutuos en dólares; y por las depreciaciones de propiedad, planta y equipo, y los activos por derecho de uso.

Asimismo, el activo no corriente mostró una reducción interanual de -3.9% (-US\$ 24.0 MM) totalizando US\$ 592.4 MM, explicado principalmente por las depreciaciones de propiedad, planta y equipo (-2.4%; -US\$ 10.1 MM), y los activos por derecho de uso (-10.1%; -US\$ 10.1 MM).



Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR



Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Por su parte el pasivo totalizó US\$ 385.4 MM, registrando una reducción interanual de -13.3% (-US\$ 58.9 MM). El pasivo está compuesto principalmente por préstamos con entidades financieras y bonos (65.6% del total), por un monto equivalente a US\$ 252.8 MM, y por pasivos por arrendamientos equivalente a US\$ 106.9 MM (27.7%) y cuentas por pagar CP (5.3%).

El pasivo corriente totalizó US\$ 86.7 MM, mostrando una reducción interanual de -23.3% (-US\$ 26.3 MM), conformado por la deuda financiera CP de US\$ 52.4 MM (-7.0%), cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar equivalentes a US\$ 20.5 MM (-47.8%). Este último incluye el pago a los acreedores comerciales y las provisiones por suministros y transporte de gas (parte corriente).

El pasivo no corriente se ubicó en US\$ 298.7 MM, registrando una reducción interanual de -9.8% (-US\$ 32.6 MM), explicado por la amortización de las obligaciones correspondientes a los bonos (-10.5%) y por los pasivos por arrendamientos (-8.4%). Cabe mencionar que los bonos tienen una fecha de vencimiento a setiembre 2027.

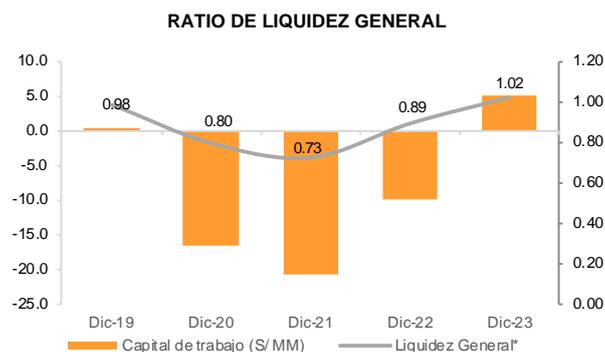
Por otro lado, el Patrimonio de la Compañía totalizó US\$ 298.8 MM, registrando un incremento interanual de +8.6% (+US\$ 23.7 MM), principalmente producto de las ganancias acumuladas, el cual se ubicó en US\$ 40.3 MM (dic-2022: US\$ 19.6 MM), y la constitución de la reserva legal, que se incrementó en +US\$ 3.0 MM, totalizando US\$ 5.0 MM.

Liquidez

A diciembre 2023, el nivel de efectivo de la Compañía presentó una reducción interanual de -7.8% y alcanzó los US\$ 45.9 MM, conformado principalmente por instrumentos líquidos correspondientes principalmente a inversiones en fondos mutuos de renta fija en dólares de bajo riesgo. Las cuentas por cobrar a deudores comerciales mostraron una reducción de -25.0% (-US\$ 10.6 MM).

Por el lado del pasivo corriente, las cuentas por pagar comerciales presentaron una reducción de -47.8% (-US\$ 18.8 MM) explicado por acreedores comerciales y por menores provisiones de transporte de gas y compras de energía, y por la cancelación de los pasivos por impuestos correspondientes a la compensación por el arrastro de pérdidas tributarias de años anteriores. Asimismo, se presenta la amortización de los préstamos con entidades financieras y de la parte corriente de la emisión de bonos.

Debido a lo explicado anteriormente, el indicador de liquidez general se situó en 1.0x, superior al registrado en diciembre 2022 (0.9x), en donde la empresa mantiene un capital de trabajo de US\$ 5.1 MM.



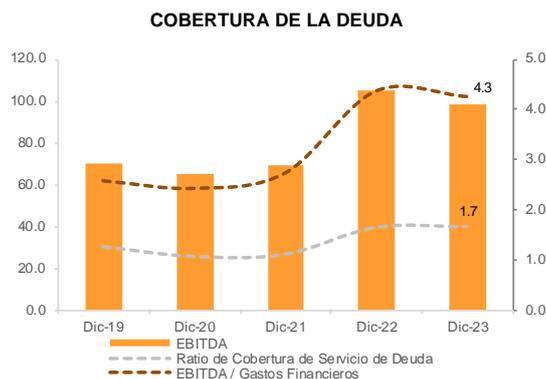
Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Adicionalmente, la compañía generó un flujo de caja operativo de US\$ 73.5 MM, en donde los mayores ingresos por la venta de bienes y prestación de servicios (US\$ 456.9 MM), fueron en su mayoría mitigados por el pago a proveedores (US\$ 334.2 MM). Sin embargo, el resultado positivo se vio mitigado por las actividades de inversión y financiamiento que demandaron una salida de efectivo por US\$ 19.8 MM y US\$ 57.9 MM, respectivamente, generando un flujo neto negativo de US\$ 4.2 MM (dic-2022: US\$ 21.2 MM).

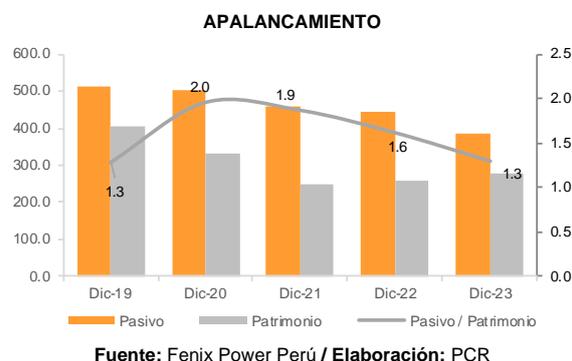
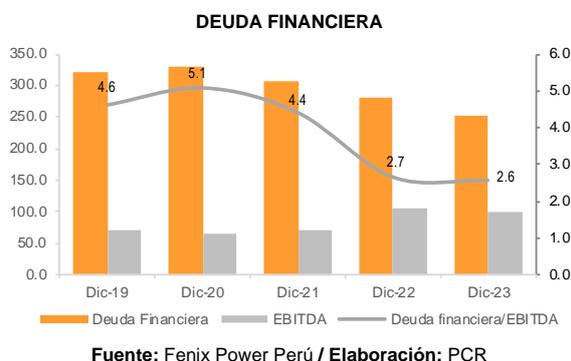
Solvencia / Cobertura

A diciembre de 2023, la deuda financiera de la compañía totalizó US\$ 252.8 MM (dic-2022: US\$ 280.2 MM), esta estuvo constituida en un 79.3% por deuda de largo plazo y 20.7% de corto plazo y representando el 65.6% del pasivo total. Cabe destacar que la Compañía ha utilizado líneas de crédito bancarias por US\$ 25 MM de un disponible de US\$ 67 MM desde el 2020.

A pesar de la reducción del EBITDA, el ratio EBITDA a gastos financieros se ubicó en 4.3x (dic-2022: 4.4x), y el ratio de cobertura de servicio de deuda (RCSD)¹⁰ presentó una ligera variación, ubicándose en 1.67x (dic-2022: 1.66x), efecto derivado como resultado de la amortización de las emisiones de bonos.



El apalancamiento de la compañía presentó una reducción de 1.6x a 1.3x a diciembre 2023, por la amortización de la emisión de bonos y el incremento del patrimonio por mayores resultados acumulados.



Instrumentos Clasificados

Acciones Comunes

Las acciones comunes se caracterizan por (i) permitir al accionista obtener rendimientos tanto por pago de dividendos como por incremento del precio en el mercado bursátil, y (ii) otorgar el derecho a voto en las decisiones de la Compañía, en proporción directa a su participación. El precio de la acción está muy ligada a las perspectivas de desarrollo de mediano plazo de la economía, dado que el consumo de electricidad es un indicador del crecimiento económico.

A diciembre 2020 el Capital Social estaba representado por 1,130,393,579 acciones comunes con un valor nominal de S/ 0.94 por acción. Asimismo, en Junta Obligatoria Anual de fecha 31 de marzo de 2021 se acordó reducir el Capital Social bajo la modalidad Restablecimiento del equilibrio entre el Capital Social y el Patrimonio Neto disminuidos por consecuencia de pérdidas. Debido a ello, el capital se reduce en US\$ 171.5 MM correspondiente al monto de pérdidas acumuladas al 31 de diciembre de 2020.

Al 31 de diciembre de 2023, el Capital Social de la Compañía totalmente suscrito y pagado asciende a US\$ 253.6 MM representado por 1,130,393,579 acciones comunes de valor nominal S/ 0.44 cada una, gozando todas de iguales derechos y prerrogativas.

¹⁰ RCSD: (EBITDA /Gastos financieros + deuda financiera de corto plazo). No incluye conceptos por líneas de crédito.

Pago de Dividendos

Según lo comunicado por la Compañía, no se dispone de una Política de Dividendos; sin embargo, de acuerdo con el artículo 230 de la Ley General de Sociedades, con relación a la distribución de dividendos de la empresa se deben seguir las siguientes reglas:

- Solo pueden ser pagados los dividendos en razón de utilidades obtenidas o de reserva libre disposición, y siempre que el patrimonio no sea inferior al capital pagado.
- Todas las acciones de la sociedad tienen el mismo derecho al dividendo.

Anexo

Fenix Power Perú S.A.					
Estado de Situación Financiera (US\$ Miles)	Dic-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23
Activos Corrientes	70,366	74,501	65,344	103,052	91,808
Activos Corrientes para la Prueba Ácida	59,418	64,208	53,946	92,145	78,821
Activo No Corriente	850,848	682,714	639,350	616,427	592,425
Total Activos	921,214	757,215	704,694	719,479	684,233
Pasivos Corrientes	70,350	91,141	86,175	113,002	86,682
Pasivo No Corriente	445,628	410,474	373,159	331,304	298,712
Total Pasivos	515,978	501,615	459,334	444,306	385,394
Patrimonio	405,236	255,600	245,360	275,173	298,839
Deuda de Largo Plazo	301,065	277,693	251,295	223,859	200,377
Deuda Financiera	322,938	330,442	306,711	280,191	252,780
Estado de Resultados (US\$ Miles)					
Ingresos Totales	174,786	159,440	171,821	252,521	312,235
Materias primas y consumibles utilizados	-87,498	-77,701	-51,710	-130,285	-195,328
Gastos Operativos netos	-63,292	-63,199	-85,987	-60,692	-60,692
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	23,996	18,540	34,125	61,544	53,177
Gastos Financieros	-27,132	-26,841	-25,483	-24,070	-23,052
Otros Ingresos Netos	-1,636	-184,724	-3,941	1,045	2,193
Utilidad antes de IR	-4,772	-193,025	4,701	38,519	32,318
Impuesto a la Renta	2,787	43,389	-14,925	-8,715	-8,651
Utilidad Neta	-1,985	-149,636	-10,224	29,804	23,667
Liquidez (veces)					
Liquidez General (sin gastos adelantados)	0.98	0.80	0.73	0.89	1.02
Prueba Ácida	0.84	0.70	0.63	0.82	0.91
Capital de Trabajo	16	-16,640	-20,831	-9,950	5,126
Eficiencia					
Gastos Totales / Ventas	19.06%	20.64%	18.55%	13.03%	10.54%
Gastos Financieros / Ventas	15.52%	16.83%	14.83%	9.53%	7.38%
Solvencia (veces)					
Pasivo / Patrimonio	1.27	1.96	1.87	1.61	1.29
Deuda de Largo Plazo a Patrimonio	0.74	1.09	1.02	0.81	0.67
Deuda Financiera / EBITDA (años)	4.62	5.07	4.41	2.66	2.57
Pasivos / EBITDA (años)	7.38	7.70	6.60	4.22	3.92
Pasivos / Activos Totales	0.56	0.66	0.65	0.62	0.56
Cobertura (veces)					
EBITDA (US\$ Miles)	69,930	65,113	69,572	105,197	98,200
EBITDA / Gastos Financieros	2.58	2.43	2.73	4.37	4.26
Ratio de Cobertura de Servicio de Deuda	1.26	1.06	1.09	1.66	1.67
Rentabilidad					
Margen Bruto	49.94%	51.27%	51.17%	49.9%	37.4%
Margen Operativo	13.73%	11.63%	19.86%	27.5%	20.0%
Margen EBITDA	40.0%	40.8%	40.5%	41.7%	31.5%
Margen Neto	-1.14%	-93.85%	-5.95%	11.8%	7.6%
ROE	(0.49%)	(58.54%)	(4.17%)	10.8%	7.9%
ROA	(0.22%)	(19.76%)	(1.45%)	4.1%	3.5%

Fuente: Fénix Power Perú / Elaboración: PCR