



**UNIVERSIDAD
DEL PACÍFICO**

**Escuela de
Postgrado**

**“VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA
ENGIE ENERGIA PERU S.A.”**

**Trabajo de investigación presentado
para optar al Grado Académico de
Magister en Finanzas**

**Presentado por
Elsa Shirley Quispe Luna
Luis Antonio Sanguinetti Sanchez**

Asesor: Jorge Eduardo Lladó Marquez
[0000-0003-0676-2666](tel:0000-0003-0676-2666)

Lima, mayo 2025

REPORTE DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA ANTIPLAGIO

A través del presente, JORGE EDUARDO LLADÓ MÁRQUEZ deja constancia que el trabajo de investigación titulado “VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA ENGENNERIA PERU S.A.” presentado por Doña Elsa Shirley Quispe Luna y Don Luis Antonio Sanguinetti Sanchez, para optar el Grado de Magíster en Finanzas fue sometido al análisis del sistema antiplagio Turnitin del programa Blackboard el 27 de junio del 2025 dando el siguiente resultado:



17% Overall Similarity

The combined total of all matches, including overlapping sources, for each database.



Filtered from the Report

- Bibliography
- Quoted Text

Exclusions

- 6 Excluded Sources

Top Sources

- 16%  Internet sources
- 2%  Publications
- 4%  Submitted works (Student Papers)

Fecha: 27 de junio de 2025

Firma del asesor

AGRADECIMIENTOS

Dedicado a mi toda mi familia mi padre Genaro Quispe a mi mamá Elsa Luna a mis hermanas: Mónica, Mario, Jannet y Fanny; a mis sobrinos: Mario, Claudio, Fernando y Gianela y a mis sobrinos nietos: Benjamín y Megan que fueron un motorcito para poner más ganas a este proyecto.

Estoy muy agradecida por todo el apoyo recibido de mi familia, amigas y amigos que fui encontrando en el curso de este gran reto; por sus buenos deseos y sinceridad en esta etapa tan importante de mi desarrollo profesional.

Elsa Shirley Quispe Luna

Dedicado a mi familia, mis amistades y compañeros de trabajo quienes fueron un gran apoyo en todo este tiempo.

Estoy agradecido por todo el apoyo incondicional de mi familia y por sus consejos los cuales me ayudaron a continuar en este gran reto.

Luis Antonio Sanguinetti Sánchez

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo de investigación se presenta con el objetivo de exponer la valorización de la compañía Engie Energía Perú S.A. (en adelante EEP), a través del desarrollo del método de flujo de caja descontado; y adicionalmente, el método de múltiplos de empresas comparables y el método de transacciones comparables para corroborar los resultados obtenidos.

Para la elaboración de la presente valorización se utilizó la información de los estados financieros publicados, al 31 de diciembre del 2023, por la compañía e información obtenida y disponible de las distintas entidades involucradas del sector.

En ese sentido, de acuerdo al desarrollo del presente informe indicamos que obtuvimos un costo de capital - K_e de 8.75% y una tasa de descuento - WACC de 7.48%; estos datos nos permitieron, bajo el método de valorización por descuento de flujo de caja libre para la empresa (FCFF, por sus siglas en inglés), obtener el valor de la firma por S/.3,759,904 millones y el valor fundamental por acción, a diciembre del 2023, por S/. 6.25; esto resultó que este valor fundamental obtenido resulte ser mayor al valor de mercado (S/.4.65 – BVL 31.12.2023).

Del mismo modo, respecto al desarrollo del método de valorización por múltiplos utilizamos el criterio de empresas comparables del sector; para tal efecto, seleccionamos 12 empresas del sector y de similares características; y el múltiplo utilizado fue el ratio EV/EBITDA. A continuación, dicho múltiplo nos dio un resultado promedio de 8.52, siendo este valor mayor al resultado de la compañía que fue de 7.25; resultando ser menor al promedio del mercado; colocando a la empresa EEP en un lugar deseable para el mercado y validando el resultado obtenido con el método del FCFF.

Consecuentemente, indicamos que el valor por acción de la compañía EEP obtenida al ser mayor al precio de mercado de la acción que fue S/.4.65 (al cierre al 31 de diciembre de 2023), nos lleva a recomendar la compra.

Por lo expuesto, la principal fortaleza de la empresa EEP es su creación de mayor valor en el futuro debido a los ingresos adicionales que generarán los nuevos proyectos que entraran en funcionamiento a finales del año 2023 en adelante y que eventualmente se reflejará en una mejora de los márgenes.

INDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	XII
1.1 Giro del negocio.....	13
1.2 Líneas de negocios y productos.	13
1.3 Plantas, ubicación, capacidad de producción, uso de capacidad.	14
1.4 Historia de la empresa.....	14
1.5 Grupo económico. Empresas relacionadas. Empresas subsidiarias.....	15
1.6 El proceso productivo. Insumos. Proveedores. Canales de distribución. Clientes.	15
1.7 La cadena de valor.	17
1.8 La acción de EEP en la BVL	18
1.9 Responsabilidad social y empresarial	19
1.10 Gobierno Corporativo	19
CAPÍTULO II: ANÁLISIS DEL MACRO AMBIENTE Y DE LA INDUSTRIA....	20
2.1. La macroeconomía: internacional y doméstica.....	20
2.2 La industria internacional	22
2.3 Análisis PESTEL.	23
2.4 La industria doméstica: participantes, regulación, formación de precios.	24
2.5 Análisis de las cinco fuerzas de Porter.	24
2.6 Tendencias de la industria.....	25
2.7 Diagnóstico de la industria	26
CAPÍTULO III: ANÁLISIS FINANCIERO.....	28
3.1 Evolución de volumen y valor de ventas.	28
3.2 Evolución y composición del costo de ventas.	30
3.3 Márgenes.....	30
3.4 CAPEX.	30
3.5 Financiamiento.....	31
3.6 Estado de Flujos de Efectivo	32

3.7 Política de Dividendos	33
3.8 Finanzas operativas o de corto plazo.	33
3.9 Análisis de ratios: liquidez, eficiencia, solvencia y rentabilidad.	33
3.10 Diagnóstico financiero.	34
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RIESGOS	35
4.1 Riesgos financieros	35
4.1.1 Riesgo de Liquidez:	35
4.1.2 Riesgo de Mercado:	35
4.1.3 Riesgo de Crédito:	38
4.2 Riesgo no financieros.....	39
4.2.1 Riesgos Operacionales:.....	39
4.2.2 Externalidades:	39
4.2.3 Riesgo Regulatorio:.....	40
4.2.4 Riesgo Legal:	41
4.2.5 Riesgo Estratégico:	41
4.2.6 Riesgo Reputacional:	41
4.2.7 Riesgo de Ciberseguridad:	42
4.3 Matriz de Riesgos.	42
CAPÍTULO V: POSICIÓN COMPETITIVA DE LA EMPRESA	44
5.1 Misión y Visión.	44
5.2 Etapa del Ciclo de Vida de la Empresa.....	44
5.3 Matriz Boston Consulting Group.....	45
5.4 Análisis CANVAS.....	47
5.5 Posicionamiento Competitivo	47
5.6 Análisis FODA y FODA Cruzado.	49
5.7 Análisis VRIO.....	49
5.8 Matriz de Rumelt.	50

5.9 Matriz Peyea.....	51
5.10 Propuesta de Valor de la empresa.....	52
CAPÍTULO VI: VALORIZACIÓN.....	53
6.1 Método de Flujo de Caja Descontado (DCF).....	53
6.1.1 Justificación del Método.....	53
6.1.2 Tasa de descuento: estimación de CAPM y WACC.....	53
6.1.3 Supuestos de proyección de los estados financieros.....	56
6.1.4 Estimación del flujo de caja libre para la firma (FCFF).....	57
6.1.5 Estimación del Enterprise value, valor para el accionista y valor por acción.....	57
6.1.6 Análisis de sensibilidad.....	58
6.2 Otros métodos de valorización.....	59
6.2.1 Método de múltiplos de empresas comparables.....	59
6.2.2 Método de transacciones comparables.....	60
6.3 Análisis de los resultados.....	61
6.3.1 Football Field.....	61
6.3.2 Estimación de Tesis pasadas.....	61
6.3.3 Opinión de analistas.....	62
6.3.4 Conclusiones y Recomendaciones.....	62
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	63
ANEXOS.....	64
ANEXO I: CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE DE ENERGIA – COES 2021.....	64
ANEXO II: CENTRALES DE ENERGÍA.....	65
ANEXO III: LINEAS DE TRANSMISIÓN.....	66
ANEXO IV: ACCIONISTAS.....	66
ANEXO V: GRUPO ECONÓMICO ENGIE.....	67
ANEXO VI: VENTAS POR ACTIVIDAD MATRIZ ENGIE AÑO 2023 (EUROS EN MILLONES) .	67
ANEXO VII: VENTAS POR REGIÓN MATRIZ ENGIE AÑO 2023 (EUROS EN MILLONES)	67
ANEXO VIII: CAPACIDAD INSTALADA MATRIZ ENGIE AÑO 2023.....	68

ANEXO IX: PROVEEDORES POR CATEGORIA DE EEP	68
ANEXO X: LISTADO DE CLIENTES LIBRES. DIC. 2023.....	68
ANEXO XI: LISTADO DE CLIENTES REGULADOS. DIC. 2023	69
ANEXO XII: CARTERA DE CLIENTES POR POTENCIA CONTRATADA	70
ANEXO XIII: CUMPLIMIENTO DE LA EMPRESA EEP VS. ENEL AÑO 2022 Y AÑO 2023	70
ANEXO XIV: PILARES DE EEP AÑO 2023.....	70
ANEXO XV: PILARES DE EEP AÑO 2023	70
ANEXO XVI: ANALISIS PESTEL	71
ANEXO XVII: EMPRESAS GENERADORAS ELECTRICAS NACIONALES	72
ANEXO XVIII: ESTADOS FINANCIEROS.....	73
ANEXO XIX. ANÁLISIS HORIZONTAL Y VERTICAL DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	77
ANEXO XX: RATIOS FINANCIEROS.....	81
ANEXO XXI: PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LOS PRINCIPALES GENERADORES DE ELECTRICIDAD EN PERÚ.....	82
ANEXO XXII: DESCRIPCION DE RATIOS FINANCIEROS.....	83
ANEXO XXIII: RATIOS FINANCIEROS DE EEP Y BENCHMARK AL 2023	84
ANEXO XXIV: ANÁLISIS DE RATIOS: LIQUIDEZ, EFICIENCIA, SOLVENCIA Y RENTABILIDAD	85
ANEXO XXV: MATRIX CANVAS.....	87
ANEXO XXVI: MATRIX FODA	88
ANEXO XXVII: MATRIZ FODA CRUZADO.....	90
ANEXO XXVIII: MATRIX VRIO.....	91
ANEXO XXIX: MATRIX RUMELT	91
ANEXO XXX: MATRIZ PEYEA.....	93
ANEXO XXXI: BOTTON UP BETAS	94
ANEXO XXXII: METODOLOGIA PARA SELECCIONAR LA MEJOR BETA.....	95
ANEXO XXXIII: ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS	96
ANEXO XXXIV: SUPUESTOS DE PROYECCIÓN	103

ANEXO XXXV: OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	112
ANEXO XXXVI: MULTIPLO EV/EBITDA	113
GRÁFICOS	114
TABLAS.....	144
IMÁGENES	145

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Participación de EEP en la capacidad instalada de generación eléctrica en el Perú año 2021	114
Gráfico 2. Ingresos por producto EEP 2016 – 2023 (en dólares).....	115
Gráfico 3. Evolución del precio de EEP del 2017 al 2023	116
Gráfico 4. Variación porcentual de la cotización de la acción de EEP del año 2017 al 2023	116
Gráfico 5. Variación porcentual EEP y S&P del 2017 al 2023.....	117
Gráfico 6. Comparativo variación porcentual del precio EEP y del precio ENEL del 2017 al 2023 valores en PEN.	117
Gráfico 7. Comparativo variación porcentual EEP y ENEL año 2017 al año 2023.....	118
Gráfico 8. Crecimiento anual del PBI mundial (2013-2023) y proyectado (2024-2027)	118
Gráfico 9. Inflación anual a nivel mundial (2013-2023) y proyectada (2024-2027) ...	119
Gráfico 10. Variación de tasas de interés de referencia del Banco Central de Reserva de los Estados Unidos (FED) (2013-2023) y proyectada (2024-2027).....	120
Gráfico 11. Inflación anual en el Perú (2013-2023) y proyectada (2024-2027)	121
Gráfico 12. Crecimiento anual del PBI en el Perú (2013-2023) y proyectado (2024-2027)	121
Gráfico 13. Variación histórica del tipo de cambio PEN/USD (2013-2023) y proyectada	122
Gráfico 14. Producción de electricidad de los principales países del mundo de los años 2020, 2021 y 2022	123
Gráfico 15. Consumo de electricidad de los principales países del mundo de los años 2020, 2021 y 2022	124
Gráfico 16. Precio de la electricidad por país del año 2023	125

Gráfico 17. Evolución de las ventas comparativo de EEP vs. ENEL del 2013 al 2023 (en miles de US\$)	126
Gráfico 18. Evolución de los ingresos por producto de EEP (2013 – 2023).....	127
Gráfico 19. Participación de los principales competidores (2016 -2023)	127
Gráfico 20. Evolución de los costos de ventas de EEP vs. ENEL (2013 –2023).....	128
Gráfico 21. Comparativo de la evolución de costo/venta de EEP vs. ENEL (2013 – 2023)	129
Gráfico 22. Evolución de la composición porcentual de los componentes del costo de ventas de EEP 2016 al 2023	130
Gráfico 23. Margen bruto, margen operativo y margen neto de EEP (2013 - 2023) ...	131
Gráfico 24. Evolución del capex de EEP (2013 - 2023)	132
Gráfico 25. Evolución CAPEX/VENTAS de los años 2013 al 2023	132
Gráfico 26. Evolución del financiamiento de EEP (2013 - 2023).....	133
Gráfico 27. Flujo de efectivo de EEP (2013 - 2023).....	134
Gráfico 28. Evolución del ratio de pago de dividendos de EEP (2013 – 2022).....	134
Gráfico 29. Finanzas operativas de EEP (2013 – 2023).....	135
Gráfico 30. Ratio deuda sobre patrimonio de EEP, ENEL y ELP (2013 – 2023).....	136
Gráfico 31. Ratio de capital de trabajo de EEP, ENEL y ELP (2013 – 2023).....	137
Gráfico 32. Ratio de efectivo de EEP, ENEL y ELP (2013 – 2023).....	138
Gráfico 33. Ratio de intervalo defensivo de EEP, ENEL y ELP (2013 – 2023).....	139
Gráfico 34. Rotación de activos de EEP, ENEL y ELP (2013 – 2023).....	140
Gráfico 35. Retorno sobre patrimonio de EEP, ENEL y ELP (2013 – 2023).....	141
Gráfico 36. Retorno sobre capital invertido de EEP, ENEL y ELP (2013 – 2023)	142
Gráfico 37. Producción total centrales de generación eléctrica acumulada GWh (2018 – 2023).....	¡Error! Marcador no definido.
Gráfico 38. Generación eléctrica por tipo de generación (2018 – 2023)	143
Gráfico 39. Matriz Peyea.....	51
Gráfico 40. Football Field	61

INDICE DE TABLAS

Tabla 3. Composición de los bonos corporativos de EEP en el año 2023	31
Tabla 4. Composición de los préstamos bancarios de EEP en el año 2023	32
Tabla 19. Matriz de riesgos de EEP (2013 - 2023)	42
Tabla 5. Flujo de Caja Libre para la Firma (FCFF).....	57

Tabla 8. Sensibilidad de costo de financiamiento	59
--	----

INDICE DE IMAGENES

Imagen 1. Esquema del modelo peruano	16
Imagen 2. Participación en el sector eléctrico EEP	146
Imagen 3. Cotización grupo Engie	146
Imagen 4. Cotización de la matriz Engie de los últimos 5 años, bolsa de valores de Bruselas en euros	147
Imagen 5. Propósito corporativo de EEP.....	148
Imagen 6. Matriz Boston Consulting Group	47

INTRODUCCIÓN

La compañía ENGIE Energía Perú S.A (EEP, en adelante) es una empresa que se dedica a la generación y transmisión de energía eléctrica en el Perú, empezó a operar en el mercado peruano desde setiembre del año 1996 bajo la denominación de Power Perú S.A.; en el año 2005 ingresó a la Bolsa de Valores de Lima mediante una oferta pública de acciones comunes logrando colocar hasta el 17.2% de su capital social. A la fecha EEP, ha invertido alrededor de US\$2,618 millones en infraestructura y para el año 2023 posee ocho centrales eléctricas distribuidas en 5 regiones del Perú, que suman una capacidad instalada total de 2,657 MW, esta cifra representa el 19% de la capacidad instalada del Sistema Nacional Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), siendo la segunda empresa más grande de generación eléctrica. del país¹.

La compañía EEP pertenece al grupo ENGIE a través de la empresa International Power S.A. que posee el 61.77% de las acciones. El grupo ENGIE es un grupo económico de capitales franceses con presencia en el sector eléctrico en alrededor de 50 países a nivel mundial. Las acciones del grupo ENGIE están listadas en la bolsa de valores de Bruselas, Luxemburgo y Paris; para el año 2023 cuenta con un promedio en ventas de €82,000 millones de euros y una capacidad instalada de 41.4 GW total en renovables.

Los resultados financieros de la compañía EEP en el año 2023 fueron de US\$671.8 mil millones en ventas y US\$211.7 mil millones en EBITDA.

La compañía EEP cotiza en la Bolsa de Valores de Lima – BVL, desde el 31 de marzo del 2016 bajo el nemónico ENGIEC1 (en el año 2005 ingresó a la BVL bajo el nemónico ENERSUC1). Al cierre del año 2023 la compañía EEP mantiene un capital social de S/. 601,370,011.00 en acciones comunes, de S/.1.00 (US\$0.2639) de valor nominal cada una, íntegramente suscritas y pagadas.

La elección de la empresa EEP para el presente trabajo de valorización, se basa en que es una de las principales compañías de generación de energía eléctrica en el país y además que pertenece al grupo Engie que es una de las principales compañías de sector de energía a nivel mundial; también por el tamaño de sus inversiones en la generación y transmisión de energía eléctrica y en la innovación tecnológica, llegando a estar presente en la cadena de valor de energía del país. Lo que la convierte en una compañía importante es este sector siendo un gran referente del sector de la industria eléctrica nacional.

¹ Reporte integrado EEP 2023

CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

1.1 Giro del negocio.

La compañía EEP cuenta con 27 años de experiencia en el sector de energía, participando en los subsectores de generación y transmisión de energía eléctrica, posicionándose en el segundo puesto en capacidad instalada de generación de energía² en el país, con 2,675 megavatios (MW) en capacidad instalada que representa el 19% del total (anexo I) del SEIN (15,280.88 MW). Más información, ver [ANEXO I](#) y [GRÁFICO 1](#).

Al año 2023 EEP cuenta con ocho centrales generadoras eléctricas en el Perú, siendo su principal actividad la instalación de infraestructura necesaria para la generación de energía eléctrica de fuentes naturales, estas categorizadas en dos grupos: Fuentes tradicionales de energía (como carbón, gas, petróleo, etc.) y fuentes renovables (viento, luz solar, agua, etc.). La regulación en el sector eléctrico permite un mercado transparente para los principales grupos de interés, promoviendo el desarrollo económico y aumento la competitividad, teniendo una estrecha relación con los gobiernos nacionales pues el sector presenta un alto impacto social y medioambiental para el país. Este alto impacto ambiental pone este giro de negocio frente a la gran tendencia de descarbonización y transformación a energía limpia, con metas para el año 2050 reavivando la competencia en el desarrollo de centrales de generación de fuentes renovables para los próximos años, lo que incluye no solo un cambio de infraestructura y apertura de nuevas líneas de negocios, sino a la exposición a nuevos riesgos para la empresa y la necesidad de alcanzar la sostenibilidad bajo nuevas reglas de mercado.

1.2 Líneas de negocios y productos.

La compañía EEP se dedica principalmente a la actividad de generación eléctrica y de forma secundaria a la transmisión eléctrica³, contando con un portafolio de plantas de generación eléctrica ubicadas en el territorio nacional, dedicándose a la generación, venta de energía⁴ y venta de potencia⁵ a empresas distribuidoras y clientes libres que forman parte del Sistema Interconectado Nacional - SEIN⁶. El [GRÁFICO 2](#) muestra la distribución de fuentes de ingreso de los últimos 8 años de EEP.

² Capacidad instalada de energía. Es la cantidad máxima de electricidad que una planta eléctrica puede producir conforme a las especificaciones del fabricante. La capacidad instalada se calcula en megavatios (MW).

³ Sistema de transmisión. Es la parte del Sistema Nacional Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que se encuentra destinada a la transferencia de electricidad hacia un distribuidor o consumidor final.

⁴ Venta de energía. Energía extraída de la naturaleza y que mediante un proceso de transformación o conversión se obtiene la electricidad para el uso final. La unidad de generación es el kilovatio-hora (kWh) que el trabajo realizado durante una hora por una máquina que tiene una potencia de un kilovatio (kW).

⁵ Venta de potencia. Es la venta de energía entre generadoras y a empresas distribuidoras. La potencia eléctrica se mide en vatios (W), kilovatios (kW) y megavatios (MW).

⁶ EEFF auditados 2023, notas a los estados financieros, 1. Actividad económica.

- a. *Generación eléctrica*⁷. Principal fuente de ingresos con la venta de energía y potencia. Como nueva estrategia, EEP apunta a desarrollar infraestructura de generación de energía eléctrica baja en carbono, a través de fuentes renovables para el desarrollo de una economía carbono-neutro.
- b. *Transmisión eléctrica*⁸. Fuente secundaria de ingresos. EEP Desarrolla infraestructura de transporte para interconectar las centrales de generación con los clientes libres y regulados. (Venta de peaje⁹).

1.3 Plantas, ubicación, capacidad de producción, uso de capacidad.

- a. **Generación de Energía.** La compañía EEP cuenta con 8 centrales de generación eléctrica distribuidas en 5 departamentos del Perú: 4 centrales termoeléctricas, 2 centrales hidroeléctricas, 1 central eólica y 1 central solar. Para el año 2023 ha generado 8,816 gigavatios hora (GWh) y con una capacidad instalada de 2,805 MW al mes, siendo las centrales termoeléctricas las principales generadoras de energía ([ANEXO II](#)). EEP cuenta con 1,763 GWh de producción de energía por fuentes renovables; además, cuenta con una cartera de proyectos en distintas etapas de desarrollo, entre energía solar y eólica, por más de 1,200 MW, con una inversión aproximada de US\$ 1.01 mil millones:
 - **Proyectos en Energía Renovable, según registros de OSINERGMIN:**
 - Eólica.* EEP ha firmado un contrato compraventa para adquirir dos centrales eólicas en operación: Duna (18.4 MW) y Huambos (18.4 MW), y dos proyectos eólicos Naira I (20 MW) y Naira II (20 MW). Teniendo en desarrollo los proyectos Sariri (122 MW), Urani (126 MW) y una ampliación Punta Lomitas (192 MW).
 - Solar.* Cuentan con el proyecto de expansión Intipampa (51 MW), Hanaq Pampa (300 MW), y el proyecto solar Ruphay (93 MW).
- b. **Transmisión eléctrica.** La compañía EEP cuenta con 16 líneas de transmisión con más de 476 kilómetros de longitud en toda la red de centrales eléctricas del SEIN, ([ANEXO III](#)). EEP destina estas redes a clientes de mayor demanda como grandes proyectos o mineras.

1.4 Historia de la empresa.

La compañía EEP fue constituida en Lima el 20 de setiembre de 1996 con razón social Powerfin Perú S.A., con el objetivo de comprar los activos de Southern Perú Copper Corporation.

⁷ Generación eléctrica. Transforma las fuentes de energía primaria (carbón, gas natural, hidro, eólica, etc.) en energía eléctrica.

⁸ Transmisión eléctrica. Transporta la energía eléctrica (electricidad) desde los centros de generación hacia las zonas de consumo final (altos niveles de tensión y a larga distancia).

⁹ Venta de peaje. Corresponde al cobro por el uso de las líneas de transmisión, por parte de terceros, que son propiedad de EEP.

Para el año 2018 cambió su denominación a EEP como se le conoce actualmente.

Su historia inicio en la ciudad de Ilo, Moquegua, en el 2007 con la instalación de la central termoeléctrica Ilo1, actualmente suma un total de 8 centrales distribuidas en diferentes regiones del país representando el 19% de la capacidad del SEIN, alcanzando a ser la segunda empresa de generación más grande del mercado nacional.

1.5 Grupo económico. Empresas relacionadas. Empresas subsidiarias.

La empresa EEP pertenece al grupo económico ENGIE de origen francés; este grupo económico tiene representatividad en Francia y en 4 regiones del mundo (Norteamérica, Sudamérica, Europa y AMEA¹⁰). Posee el 61.77% de las acciones EEP, a través de la empresa International Power S.A., como se puede ver en el [ANEXO IV](#) y [ANEXO V](#).

El grupo económico ENGIE es una de las corporaciones más grandes de servicios públicos a nivel mundial; y para el año 2023 registro ventas por más de €82.000 millones, su EBIT fue de €9.500 millones y alcanzó un CAPEX de crecimiento por €8.100. En el [ANEXO VI](#), se presentan sus ventas por actividad, siendo la actividad de energía y ventas globales que representa el 45% del total. Adicionalmente, en el [ANEXO VII](#), mostramos las ventas por región de la matriz ENGIE, donde observamos que en Europa es donde tiene una mayor participación con más del 70% del total. Con referencia a la capacidad instalada de la Matriz ENGIE, en el [ANEXO VIII](#), mostramos que tiene una capacidad instalada de 41.4 GW en total en renovables, 40 veces más que EEP. La experiencia de la matriz brinda una sólida visión estratégica para el crecimiento de EEP en el mercado sudamericano.

1.6 El proceso productivo. Insumos. Proveedores. Canales de distribución. Clientes.

La compañía EEP genera electricidad a través de cuatro fuentes de generación:

- Fuentes de generación termoeléctrica: Mediante la combustión de un combustible fósil (Gas natural, Diesel).
- Fuentes de generación hidroeléctrica: Aprovechando el paso de los ríos, mediante la construcción de represas y reservorios.
- Por fuentes de generación eólica: Mediante una planta de aerogeneradores, que aprovechan la energía cinética del viento.
- Por fuentes de generación solar: Mediante una planta de paneles solares, la cual aprovecha la energía solar para la generación de energía eléctrica.

Insumos

¹⁰ Asia, Medio oriente y África

Los principales insumos demandados por EEP para el proceso productivo son combustibles fósiles para la generación eléctrica: Gas Natural y Diesel. Asimismo, las centrales de generación con energía limpia consumen recursos naturales renovables como el sol y el viento. Adicionalmente, EEP también consume materiales para el mantenimiento de las centrales de generación a fin de mantener una producción eléctrica constante.

Proveedores

A la fecha EEP cuenta con 1,381 proveedores, los cuales han sido segmentados clasificándolos en categorías según su impacto ([ANEXO IX](#)). Gran parte de los proveedores (cerca del 60%) brindan servicios a actividades operativas secundarias o administrativas y un 40% se destina a actividad operativas críticas o directamente vinculadas al proceso de generación eléctrica.

Canales de distribución

La energía eléctrica es transportada por redes de Transmisión de alta tensión y redes de Distribución de tensión media y baja. La estructura del mercado eléctrico se desarrolla en el SEIN que es operado por el Comité de Operación Económica del Sistema – COES, según lo establecido en la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LDEG), en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)¹¹. En la IMAGEN 1 se puede apreciar el modelo de mercado peruano con el COES como institución que opera toda la energía generada para luego ser distribuida a clientes libres y a empresas distribuidoras.

El mercado a corto plazo o mercado spot. Operado también por el COES, corresponde a las actividades realizadas de tipo pool¹² donde los generadores de energía venden su producción, a costos marginales de corto plazo, por clientes del SEIN y que son retirados a través de las redes de transmisión.

Clientes

En el mercado eléctrico las empresas de generación eléctrica, incluyendo a EEP, tienen la opcionalidad para vender la electricidad producida a dos tipos de clientes:

Cliente o usuarios libres, son los que no están sujetos a regulación de precios por la energía y potencia que consumen. Los usuarios cuya máxima demanda anual es mayor de 200 kW hasta 2,500 kW, tienen derecho a elegir entre ser usuarios regulados o libres. Mientras los usuarios cuya máxima demanda anual es mayor a 2,500 kW tienen la condición de usuarios libres¹³.

¹¹ Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) publicada el 6 de noviembre de 1992 (Ministerio de Energía y Minas).

¹² Mercado en el cual todos los generadores entregan su electricidad al SEIN y los clientes retiran electricidad de él, sin que se requiera un contrato entre los que entregan y retiran.

¹³ Reporte Integrado EEP.2023, pág. 14

Cliente o usuarios regulados. Son los que tienen máxima demanda anual menor o igual a 200 kW, con una tarifa máxima fijada por el OSINERGMIN¹⁴.

La compañía EEP opera en el mercado regulado mediante contratos de largo plazo, con empresas distribuidoras; por otro lado, el mercado no regulado opera en base a contratos bilaterales a corto plazo o mediante el mercado spot. En la [IMAGEN 2](#) se puede apreciar como participa EEP en el mercado nacional. La empresa EEP actualmente cuenta con una cartera de 89 clientes a nivel nacional. De los cuales participa en el segmento minorista del mercado regulado entre clientes libres ([ANEXO X](#)) y empresas distribuidoras ([ANEXO XI](#)), en conjunto suman una potencia contratada de 1,767.46 MW, en hora [punta \(ANEXO XII\)](#).

1.7 La cadena de valor.

Mediante la cadena de valor de Porter (1985), la empresa puede describir sus actividades para generar valor al cliente final y a la misma empresa. En el caso de EEP se desarrolla en los segmentos de generación y transmisión, de la cadena de valor del mercado eléctrico.

Actividades primarias

- Logística de entrada. Políticas y procesos para la gestión del inventario.
- Operaciones. Mayor capacidad instalada en SEIN. Descarbonización de las plantas de energía (progresivamente).
- Logística de salida. 476 kilómetros de líneas de transmisión y 2 subestaciones eléctricas.
- Mercadotecnia de ventas. Capacitación de los clientes. Diversificación en cartera de clientes (regulados, no regulados).
- Servicios. Políticas y procesos para la post venta.

Actividades secundarias

- Infraestructura de la empresa. Capacidad instalada 2,765 MW con menor generación de CO₂. Plantas de generación diversas regiones, reduciendo el riesgo de abastecimiento, soportadas por 476 km de línea de transmisión y 2 subestaciones.
- Administración de recursos humanos. Software para la gestión de los recursos humanos.
- Desarrollo tecnológico. Automatización de procesos: IoT (PI Robin, Darwin), Extranet, Move2Cloud, RPA, entre otros.
- Adquisiciones. Sostenibilidad.

¹⁴ El Organismo Supervisor de la Inversión en energía y Minería – OSINERGMIN. Es la institución pública adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros del Perú, encargada de supervisar las empresas eléctricas.

1.8 La acción de EEP en la BVL

La compañía EEP cotiza en la Bolsa de Valores de Lima – BVL, desde el 31 de marzo del 2016 bajo el nemónico ENGIEC1 (en el año 2005 ingresó a la BVL bajo el nemónico ENERSUC1). Al cierre del año 2023 la compañía EEP mantiene un capital social de S/. 601,370,011.00 en acciones comunes, con S/ 1.00 de valor nominal, dichos valores se encuentran inscritos en el Registro Público del Mercado de Valores supervisado por la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV); la participación accionaria de EEP se muestra en el [ANEXO IV](#). Por otro lado, la matriz ENGIE cotiza en la bolsa de Bruselas (ENGI), Luxemburgo y Paris y forma parte de los principales índices financieros (CAC 40, Euronext 100, FTSE euro 100, MSCI Europe) el detalle se puede observar en la [IMAGEN 3](#). El precio por acción sufrió una caída en el año 2020 en la pandemia, sin embargo, para el año 2024 ha ido recuperándose, como puede verse su comportamiento entre los años 2020 - 2024 se muestra en la [IMAGEN 4](#).

Respecto a la compañía EEP en el siguiente [GRÁFICO 3](#) se observa la evolución del precio negativa desde el año al 2017, cuyo valor ha descendido de S/ 5.21 a S/ 4.60 para el año 2023, siendo el más bajo en los últimos 5 años. Asimismo, en el [GRÁFICO 4](#) se muestra la variación porcentual de la cotización del precio de EEP y registrando un ligero decrecimiento de -1.62% a -1.98% entre el segundo semestre del 2022 y el primer semestre del 2023, seguido por una recuperación en el segundo semestre del 2023 del 1.77%. Continuando con el análisis en el [GRÁFICO 5](#) se realizó la comparación de la variación porcentual de EEP con la variación porcentual del índice S&P del año 2017 al año 2023; observamos que la tendencia de ambas variaciones va en la misma dirección siendo 18.35% para S&P y 1.77% para EEP; apreciamos también, que la volatilidad del índice S&P es mayor que la volatilidad del EEP, lo que nos sugiere un beta menor a 1. Comparando con el principal competidor de EEP, la compañía ENEL, apreciamos en el [GRÁFICO 6](#) que la evolución del precio de las acciones de ambas compañías tiene una tendencia relativamente similar; sin embargo, para los años 2022 y 2023 ENEL registro un alza en el 2022.II y 2023 I, mientras en comparación EEP que registró una tendencia decreciente constante. A nivel de variación porcentual de los precios de las acciones de EEP y ENEL observamos en el [GRÁFICO 7](#) un comportamiento similar; sin embargo, para el año 2022 (segundo semestre) ENEL muestra una variación porcentual fuerte (-26.73%) en comparación con EEP (-1.62%), y para el segundo semestre del año 2023 ENEL se recupera y alcanza un porcentaje de 5.53%, en tanto EEP tiene un porcentaje de 1.77%.

1.9 Responsabilidad social y empresarial

Para EEP, uno de sus principales objetivos es la gestión de la responsabilidad social empresarial, por lo que se mejora sus indicadores mediante inversiones en energía renovables y su política de reducción de uso de fuentes contaminantes. Se resalta el inicio de operación comercial de la central eólica Punta Lomitas en el 2023 y la mejoras implementadas en la central solar Intipampa en el 2022-2023, que generó una mejora de la productividad.

1.10 Gobierno Corporativo

En el año 2013 se publicó el “Código de Buen Gobierno Corporativo para las Sociedades Peruanas”, bajo la titularidad de la Superintendencia de Mercado y Valores (SMV (Superintendencia de Mercado y Valores)), los cuales están en continuo mejoramiento y se van incorporaron los mejores estándares a través del tiempo.

En ese sentido, en los [ANEXOS XIII, XIV y XV](#), mostramos el resumen del cumplimiento de la empresa EEP y el comparativo con la empresa ENEL de los años 2022 y 2023 publicados por la SMV, en el que destaca que ambas empresas mantienen un porcentaje similar; y que los valores de las dos empresa son iguales en el año 2022 y 2023. Destacamos que en ambas compañías en general mantienen un buen porcentaje de cumplimiento en cada pilar analizado, siendo el “Pilar V Transparencia de la Información” el que tienen ambas compañías por mejorar.

CAPÍTULO II: ANÁLISIS DEL MACRO AMBIENTE Y DE LA INDUSTRIA

2.1. La macroeconomía: internacional y doméstica.

Mercado internacional:

A nivel global el crecimiento mundial se muestra favorable ante una fuerte resiliencia de los Estados Unidos, junto a otras economías en desarrollo como China; sin embargo, el crecimiento se mantiene por debajo del promedio histórico de 3.8% del periodo pre pandemia, esto se explica principalmente a los incrementos en las tasas de interés de los bancos centrales para controlar los altos niveles de inflación que se generaron producto de la pandemia por COVID-19, problemas en la cadena de suministros y la invasión de Rusia a Ucrania. En este contexto, donde se ha logrado una reducción de la inflación más veloz de lo esperado, una de las principales preocupaciones es la reactivación gradual del mercado global, aplicando una reducción progresiva de la tasa de interés y otras medidas complementarias a fin de dar continuidad a los niveles de inflación hasta alcanzar los rangos metas, permitiendo a los mercados regresar a condiciones “normales”, prepandemia¹⁵. La proyección del crecimiento mundial para el 2024 es de 3.2% y para el 2025 de 3.3%¹⁶, perspectivas más positivas que las realizadas en el 2023. En línea a estas proyecciones se espera un crecimiento mundial en el largo plazo de 3.10%, esperando una estabilidad en el crecimiento y dejando atrás la extrema volatilidad observada en los años 2020 y 2021 por la pandemia por COVID-19, GRÁFICO 8. Los esfuerzos realizados por los gobiernos alrededor del mundo reflejan en una moderación gradual de la inflación anual mundial, esperando que descienda a 5.3% en el 2024, 4% a 2025, y 3.6% al 2026. Al largo plazo, se espera que en promedio la inflación anual se mantenga en 3%, superior a la inflación anual en el periodo prepandemia (2013-2019), GRÁFICO 9.

En relación con ambos indicadores macroeconómicos, podemos observar que la tasas de referencia del Banco Central de Reserva de los Estados Unidos (FED) también reflejan una tendencia a la baja hacia niveles similares al periodo prepandemia, como respuesta de la reducción progresiva de la inflación y la estabilidad en el crecimiento mundial. Se proyectan reducciones progresivas de la tasas de referencia hasta alcanzar 3.10% para el 2026, y en el largo plazo manteniéndose alrededor del 2.80%, esta proyección presenta una expectativa de alta actividad económica en comparación de periodos anteriores, GRÁFICO 10. Si bien las perspectivas del crecimiento mundial son positivas, están son principalmente influenciadas por una serie de factores que, dependiendo del éxito de las políticas monetarias de las economías, beneficiarán o presentan riesgo para la estabilidad del crecimiento futuro:

¹⁵ FMI, blog, crecimiento económico

¹⁶ FMI, informe Perspectivas de la economía mundial, julio 2024

Factores favorables:

- Reducción de los niveles de Inflación.
- Retiro del estímulo fiscal controlado.
- Recuperación económica de China.
- Inteligencia artificial y reformas del lado de la oferta.

Factores desfavorables:

- Aumentos de precio de las materias primas y shocks geopolíticos y meteorológicos.
- Persistencia de la inflación subyacente, encamina a un endurecimiento de la política monetaria.
- Crecimiento vacilante de China.
- Desestabilización provocada por la consolidación fiscal.

Mercado doméstico:

El mercado doméstico se ha ido recuperando desde la contracción económica en el periodo de la pandemia por COVID-19, observándose una continua reducción de los niveles de inflación; esperando llegar a estar dentro del rango meta del Banco Central Peruano (BCRP), para fines del 2024; y apuntando a una proyección del 2% en el largo plazo. Así mismo, con el fin de combatir la inflación se elevó la tasa de interés de referencia a niveles máximos históricos. Paralelamente a la reducción de la inflación ha sido el rol del banco central, el ir ajustando la tasa de interés para incentivar una reactivación controlada de la economía encaminando una transición de la economía a niveles de actividad prepandemia, GRÁFICO 11.

Respecto a las perspectivas para los años 2024 y 2025, se espera un rebote de la economía peruana con un crecimiento de 2.7% para el año 2024, con menores efectos negativos climatológicos del Niño, una relativa calma política y menores tasas de interés producto de niveles de inflación dentro del rango meta, que promoverán un mayor gasto en la economía. Para el 2025, con los efectos adversos superados y tasas de interés más bajas, se espera un mayor crecimiento de 2.8%. A largo plazo se espera un crecimiento anual de 2.80%, por debajo del periodo prepandemia, posiblemente debido a limitaciones generadas por ruido político y el truncado apoyo gubernamental sobre la economía peruana, GRÁFICO 12.

En línea a la visión más conservadora, lo acompañan las expectativas sobre la fortaleza del Sol peruano (PEN) frente al dólar americano (US\$), con una tendencia en el largo plazo de mantenerse alrededor del S/ 3.78 por dólar, niveles no vistos desde el alce de los conflictos políticos en el 2020. Esta tendencia alcista va de la mano al complicado contexto político del Perú y representa una variable importante para las empresas que operan dentro de este mercado por la operatividad de ambas monedas, favoreciendo al dólar americano, GRÁFICO 13.

Finalmente, en base a las expectativas de los próximos años se resaltan los principales riesgos:

- Persistencia de altas tasas de interés en la economía.
- Escala de conflictos geopolíticos que afectan los precios de materias primas.
- Ruido político y políticas públicas populistas que afecten la productividad local.

2.2 La industria internacional

Del lado de la OFERTA, la generación mundial de energía tuvo una tasa de crecimiento promedio en el año 2023 de 2.6% (crecimiento proyectado 2.5% en el periodo 2010-2019), el principal impulsador de este crecimiento fueron los países BRICS¹⁷ (6%) responsables del 45% de la generación de energía mundial. En el GRÁFICO 14 apreciamos que en los últimos 3 años (2022, 2021 y 2020) China ha ido incrementando su producción al igual que India, Rusia, Brasil, Arabia Saudita y México; por el contrario, los países de Estados Unidos, Japón, Canadá, Corea del Sur y Alemania su producción ha ido decreciendo.

Por el lado de la DEMANDA, el consumo mundial de electricidad creció en 2.6% en el año 2023, aproximándose a su tasa de crecimiento promedio (alrededor de 2.7% anual). Este aumento generado por el consumo de los países BRICS (6%) especialmente en China (6.9%, hasta un tercio del consumo mundial de electricidad), en India (6.7%) y en Brasil (3.2%). En el año 2023 Francia, principal mercado de la matriz ENGIE, vuelve a ser un país exportador neto de electricidad (51 TWh), duplicando sus exportaciones de electricidad y reduciendo a la mitad sus importaciones.¹⁸ En el GRÁFICO 15 siguiente apreciamos que en los últimos 3 años (2022, 2021 y 2020) China ha incrementado su consumo al igual que los países de India, Rusia, Brasil, Canadá, Arabia Saudita y México; por el contrario, los países de Estados Unidos, Japón, Corea del Sur, Alemania y Francia han ido reduciendo su consumo.

La industria internacional de energía eléctrica está en plena transición desde el Acuerdo de París¹⁹ en el 2015, iniciando acciones para frenar el cambio climático, potenciado con la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático COP27, en el 2022, con el objetivo de alcanzar emisiones de carbono nulas. Este pacto entre más de 200 países impulsa la descarbonización de todas las empresas del sector eléctrico, a través del reemplazo a un sistema eléctrico con fuentes de energía renovable. Tal es la demanda, que se estima que el sector global crecerá a un ritmo de 3.4% anual hasta el año 2026.

¹⁷ Estados miembros: Arabia Saudita, Brasil, Egipto, Emiratos Árabes Unidos, Etiopía, Rusia, India, China, Irán y Sudáfrica.

¹⁸ Datos.enerdata.net/electricidad/balance-energía

¹⁹ El Acuerdo de París es un acuerdo dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que establece medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero

2.3 Análisis PESTEL.

El análisis PESTEL es una herramienta para conocer el contexto macroeconómico de la industria eléctrica, especialmente la generación eléctrica, con el fin de identificar factores que puedan afectar la estrategia en el corto y largo plazo. El análisis se compone de 6 factores: (Bitt, 2017), en ese sentido este enfoque de análisis se aplicará para la industria eléctrica doméstica de EEP. La categorización de estos factores permite plantear estrategias en un contexto macroeconómico, identificando potenciales tendencias o cambios en el mercado tanto a nivel de organizaciones como a nivel de mercado, a fin de ser complementado frente a un análisis micro para ser visto más adelante.

1. **Político (P)**: Estrecha relación con el sector público, expuesto a iniciativas de carácter político popular. La definición del precio por electricidad está regulada por el gobierno, pero en base a costos de producción. Al igual que el desarrollo de nuevos proyectos y mantenimientos de las plantas ya activas.
2. **Económico (Econo)**: Requiere un alto costo de capital. Ligado al crecimiento económico nacional, como crecimiento de la población. Mercado altamente inflexible en precios, competencia por márgenes. Operatividad entre divisas de sol y dólar expuesto al tipo de cambio.
3. **Social (S)**: Al generar un bien de primera necesidad, esta industria tiene una gran responsabilidad social y es clave para la mejora del bienestar de los ciudadanos. Fallos en la continuidad del servicio pueden generar respuestas negativas reputacionales.
4. **Tecnológico (T)**: Alta demanda de desarrollo de tecnología para activos fijos ya sea para nuevos proyectos de energía renovable, como para la mayor eficiencia operativa. La mayor demanda y complejidad del proceso productivo, llama a la automatización de procesos. El incremento de reporte por impactos sociales y medioambientales, incentiva al uso de inteligencia artificial para el manejo de altas cantidades de datos.
5. **Ecológico (Eco)**: Alta responsabilidad ambiental, siendo el insumo para la generación eléctrica de recursos naturales. Graves multas si se generan daños a recursos naturales. Insistencia por desarrollar nuevos proyectos de energía renovable.
6. **Legal (L)**: La alta responsabilidad social y ambiental, expone a la industria a requerir licencias sujetas a potenciales denuncias y millonarias multas si ocurriese una mala gestión. Alta necesidad de contratación de proveedores lleva a gestionar varios acuerdos comerciales. Acuerdos legales con clientes a plazos determinados.

La industria eléctrica es un sector con varias oportunidades de desarrollo a la par que conlleva también una responsabilidad social, ya que carga una gran importancia dentro de los mercados y de la economía. Se puede concluir que hablamos de un sector que ofrece altos niveles de rentabilidad; pero a altos costos de ingresos y operatividad. Dentro del perfil Tecnología el sector demanda activos fijos más eficientes que es uno de los más importante, si bien esto requiere de una gran cantidad de inversión en innovación y desarrollo tecnológico, el nivel de rentabilidad acompaña el grado de inversión de manera muy **positiva (ANEXO XVI)**.

2.4 La industria doméstica: participantes, regulación, formación de precios.

En el Perú, la industria de la electricidad mantiene el segmento de distribución vertical de la industria internacional, Generación, Transmisión y Distribución eléctrica.

La industria de la electricidad es regulada por el OSINERGMIN, ente encargado de supervisar a las empresas del sector eléctrico velando por el cumplimiento de normativas sectoriales, elaborando iniciáticas normativas y aplicando medidas administrativas, que brinda informes de opinión sobre la contratación de entidades privadas con el Estado; por otro lado, OSINERGMIN es el encargado de aprobar, fijar y regular las tarifas de venta de energía eléctrica, así como costos de conexión, distribución y mantenimiento. La industria local se engloba en el SEIN, el cual está compuesto de una red de generadoras eléctricas con una capacidad instalada de 13,693 MW a diciembre 2023 (con una demanda máxima de 7,606 MW), de la cual el 55.10% proviene de fuentes Termoeléctricas (en su gran mayoría por Gas Natural), 37.90% Hidráulica, 5% Eólica y 2.10% Solar. Según el portafolio de proyectos de OSINERGMIN a diciembre 2023 se tiene un total de 72 proyectos de generación eléctrica (55 Hidráulicos, 11 Solares, 3 Eólicas y 2 Térmicas), 61 en etapa de estudio, 10 en etapa de construcción y 1 en etapa de operación. Estos proyectos sumarán a la capacidad instalada del SEIN que son unos 962 MW, e incrementarán la generación de fuentes eólicas y solares. Para el 2024, se espera integrar 18 proyectos de transmisión eléctrica correspondiente al Plan de Transmisión 2023 – 2032. Al respecto, existen 64 empresas generadoras eléctricas, las cuatro primeras empresas representan casi el 50% de la producción nacional (Kallpa, ENGIE, ENEL y Electroperú). A continuación, las empresas generadoras eléctricas nacionales participantes se muestran en el **ANEXO XVII**.

2.5 Análisis de las cinco fuerzas de Porter.

Este análisis sirve como herramienta estratégica para evaluar el nivel de la competencia en la industria. Las fuerzas de Porter están compuestas por 5 competencias: 3 de carácter horizontal

en la industria (amenazas de productos sustitutos, amenazas de nuevos competidores y competencia en el sector) y 2 competencias de carácter vertical (poder de negociación de clientes y proveedores). A través de estas competencias es posible determinar expectativas sobre un sector, detallando los factores más relevantes y donde es posible generar un mayor valor agregado para el proyecto o compañía a analizar. (Porter, M. E. 1997).

Amenaza de productos sustitutos:

La electricidad no tiene sustituto y EEP cuenta con diversas formas de generación, térmica, hidráulica, eólica y solar. Se concluye que la amenaza de productos sustitutos es BAJA.

Amenaza de nuevos competidores:

Ingresar al sector demanda requiere de una inversión significativa en activos y la adhesión a rigurosas regulaciones y estándares establecidos por OSINERGMIN. La conclusión es que las barreras de entrada para nuevos competidores son ALTAS.

Competencia en el sector:

Cerca del 50% del mercado está controlado por un grupo de cuatro empresas, las cuales compiten intensamente para incrementar la producción y mejorar su capacidad instalada mediante inversiones en plantas de generación y expansión geográfica. Adicionalmente, existe gran diversidad entre la estructura de la competencia, incluyendo empresas estatales, diferentes modelos de integración vertical y estructuración del balance general. La conclusión es que la rivalidad y competencia en el sector son ALTAS.

Poder de negociación de clientes:

En términos de poder de negociación, los clientes en la contratación libre influyen más que los regulados, como las distribuidoras, cuyos precios regula OSINERGMIN. Sin embargo, el precio a clientes regulados puede ser afectado por políticas públicas, que pueden llevar a la reducción de márgenes operativos. La conclusión general es que el poder de negociación de los clientes se considera MODERADO.

Poder de negociación de proveedores:

En cuanto al poder de negociación de proveedores, este se considera alto, ya que son escasos aquellos que cumplen con los rigurosos estándares de calidad establecidos en el sector de la energía. La conclusión general es que el poder de negociación de proveedores es ALTO.

2.6 Tendencias de la industria

El sector eléctrico, tras siglos de dependencia de los combustibles fósiles, actualmente se encuentra en un punto de inflexión donde las energías renovables lideran la transición hacia un modelo más sostenible y resiliente, en la última cumbre COP28, acordaron triplicar la

producción de energía renovable y duplicar la eficiencia energética de aquí a 2030. Los factores que propician estos cambios son la urgencia de reducir las emisiones contaminantes para frenar el calentamiento global; el deseo de minimizar costes y asegurar la estabilidad de los precios energéticos, y los avances tecnológicos, que amplía la oferta energética renovable la hacen también más asequible y accesible al usuario final. De esta manera el sector se enfrenta a un futuro retador ya que exigirá soluciones cada vez más inteligentes para hacer realidad un porvenir con cero emisiones de carbono (en el año 2050).²⁰

En ese sentido, principales tendencias que destacan son la transición de energía limpia (fuente solar y eólica), la digitalización de la red eléctrica y el desarrollo de almacenamiento energético. Esta creciente apuesta global por las energías renovables y la electrificación de usos, que, como el transporte, será clave para contrarrestar el repunte en la demanda de petróleo y gas previsto a nivel mundial, especialmente en países como China o India; también, la volatilidad de los precios, derivada de la inestabilidad geopolítica a raíz de las guerras de Ucrania y Rusia e Israel y Palestina, se verá afectada de manera positiva. Para dar solución a estos problemas, durante el año 2024, la energía solar y eólica liderarán el avance en cuanto a capacidad instalada; según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) el potencial de fabricación de todos los componentes de un sistema fotovoltaico²¹ se duplicará con creces hasta alcanzar los 1.000 GW.

Por otro lado, el sector eléctrico en el Perú, en los últimos años ha registrado un incremento importante en la potencia instalada de recursos renovables no convencional (solar, eólica, biogás y biomasa), el cual representa el 8.1% al cierre del 2023 (8.8% a marzo 2024 con la entrada de C.S. Cledesí) y que su capacidad está en base a estos recursos que representó el 68% del crecimiento de potencia efectiva en el 2023; sin embargo, debido a las características propias de este tipo de generación (la incertidumbre y variabilidad de los recursos) requiere incrementar la potencia de generación de otros recursos a la par del crecimiento de generación renovable, para garantizar la confiabilidad del sistema.²²

2.7 Diagnóstico de la industria

Según los puntos mencionados, la industria de energía eléctrica enfrenta desafíos ante un crecimiento de la demanda de la energía eléctrica a nivel mundial. Asimismo, Perú es un país con mucho potencial en fuentes naturales (agua, sol, viento, etc.), depende de la articulación

²⁰ <https://cuervaenergia.com/es/comunidad/innovacion/tendencias-energeticas-para-este-2024/>

²¹ Sistema de energía solar.

²² Reporte sector eléctrico peruano marzo 2024, apoyo & asociados. Fuente: COES

entre los sectores privados y públicos para el desarrollo ágil y eficiente de mayores proyectos de generación y transmisión de electricidad, para lo cual se requiere de asentar las condiciones necesarias para atraer mayor capital extranjero y el fortalecimiento de inversión en el sector. Resaltando el alto riesgo que corresponde la falta de confianza con el sector público y retrasos en la ejecución del gasto público.

Por otro lado, en el corto y mediano plazo se esperan niveles altos de inflación y tasas de interés; sin embargo, la tendencia decreciente de estos factores promovería un mayor crecimiento para la industria.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS FINANCIERO

En este capítulo realizaremos el análisis financiero histórico de la compañía EEP, el cual está basado en los estados financieros de los años 2013 al año 2023, con sus respectivas notas financieras y memorias anuales. Los estados financieros históricos y su respectivo análisis vertical y horizontal se detallan en el [ANEXO XVIII](#) y [ANEXO XIX](#); asimismo, los ratios financieros históricos se detallan en el [ANEXO XX](#). Cabe mencionar, que los estados financieros se expresan en dólares estadounidenses (US\$), que es la moneda funcional y de presentación de la compañía y todos sus valores están redondeados a miles a menos que se indique lo contrario²³.

En este capítulo se utilizará como empresas *benchmark* a Kallpa, ENEL, y Electro Perú; la compañía EEP al igual que la empresa ENEL se encuentran listada en la BVL. La compañía Kallpa tiene una representatividad muy importante en el mercado eléctrico que genera competencia para EEP, así como la compañía Electro Perú, ambas compañías no se encuentran listadas en la BVL. Cabe precisar que la compañía EEP al igual que Kallpa, ENEL y Electro Perú se encuentran dentro de las principales compañías productoras de energía en el mercado nacional; a manera de resumen iremos detallando la participación de las cuatro compañías que lideran el mercado nacional.

3.1 Evolución de volumen y valor de ventas.

Evolución de las ventas. Los ingresos por ventas de EEP a partir del 2017 los ingresos sufriendo una disminución producto de la no renovación de contratos importantes (Southern Perú Cooper y Minería Las Bambas S.A.), en los años siguientes 2018 y 2019 no pudo repuntar su crecimiento y para el 2020 la pandemia del COVID 19 disminuyó aún más sus ingresos hasta llegar a los US\$484 mil millones, producto del estado de emergencia y aislamiento social obligatorio declarado por el gobierno. A partir del año 2021 el gobierno ha estado aplicando medidas focalizadas lo que ha resultado en el reinicio progresivo de las actividades económicas lo cual reflejó un crecimiento reducido y en el año 2023 obtuvo un ingreso de US\$671 mil millones, tal como se puede identificar en el GRÁFICO 17.

También, se puede apreciar en el gráfico 17, a modo de comparación con el *benchmark*, que el año 2020, producto de la pandemia COVID 19, fueron las ventas más bajas en los últimos 7 años, ENEL registrando las menores ventas por US\$387 mil millones; marcando los años siguientes como periodo de recuperación, superando niveles prepandemia en el 2022.

²³ Reporte integral EEP 2023, 4. Principios y prácticas contables materiales, pág. 148.

Por otro lado, respecto a la composición de los ingresos por venta de la compañía EEP encontramos que proviene principalmente por la venta de energía, seguido en menor cuantía por la venta de potencia y finalmente por la venta de peaje. En ese sentido, la venta de energía en el año 2023 fue de US\$464 mil millones (69% del total de ingresos) siendo el mayor ingreso en los últimos 7 años. Los ingresos por venta de potencia en el año 2023 fueron de US\$195 mil millones (29% de total de ingresos), igualmente, siendo el mayor ingreso en los últimos 7 años. Los ingresos por peaje en el año 2023 fueron de US\$3 mil millones que vendría a ser el 0.5% de total de ingresos, el ingreso más bajo por ventas de peaje fue en el año 2020 por la cantidad de US\$2.7 mil millones siendo el bajo en los últimos 7 años, y el ingreso más alto fue en el año 2017 por el valor de US\$107 mil millones. En el GRÁFICO 18 siguiente mostramos la evolución de las ventas por producto desde el año 2013 al año 2023.

Volumen de ventas. Podemos rescatar que la participación de la compañía EEP en el mercado de producción de energía para el año 2023 fue de 15.10%, con una producción de 8,816 GW (gigavatios), incrementando su producción en 16% respecto del año 2022 la cual fue de 12.66%, a continuación, mostramos en la siguiente tabla:

Tabla 1. Participación en el mercado de producción EEP

GW GENERADOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
PRODUCCIÓN TOTAL SEIN	48,326	48,993	50,817	52,889	49,187	53,990	56,084	58,393
PRODUCCIÓN EEP	8,183	7,829	5,334	6,069	6,472	6,710	7,103	8,816
PARTICIPACIÓN EEP EN %	16.93%	15.98%	10.50%	11.47%	13.16%	12.43%	12.66%	15.10%

Elaboración Propia. Fuente: COES

Complementariamente, en el siguiente gráfico podemos observar la participación de los cuatro principales competidores en el mercado de producción de energía ([ANEXO XXI](#)).

En el año 2023 apreciamos que Kallpa tiene una participación de 20% en el mercado; en segundo lugar, EEP mantiene una participación de 15%; en tercer lugar, vemos a ENEL con una participación de 14%; y en el cuarto lugar tenemos a Electroperú con una participación de 11%. Asimismo, en el GRÁFICO 19 se observa la evolución de las empresas competidoras Kallpa y ENEL que a partir del año 2021 en adelante (post pandemia) han tenido un leve crecimiento siendo la de mayor proporción el crecimiento de la empresa Kallpa, en comparación con la empresa ENEL; y por otro lado la empresa Electro Perú viene perdiendo participación en el mercado.

3.2 Evolución y composición del costo de ventas.

Evolución de costo de ventas. Para el año 2023 el costo de ventas de la compañía EEP ascendió a US\$560 mil millones el cual representó un incremento del 30% respecto del año 2022, este incremento en su gran parte se debió a la compra de stock (combustible) siendo el costo de venta más alto en los últimos 7 años. Por otro lado, del *benchmark* destaca ENEL por el menor costo de ventas, en el año 2023, su costo de ventas ascendió a US\$358 mil millones; en cambio, Electro Perú registra el mayor costo con US\$590 mil millones, GRÁFICO 20.

Complementariamente, en el GRÁFICO 21 detallamos la evolución del costo sobre las ventas de EEP vs. el *benchmark* entre los años 2017 al 2023.

La composición del costo de ventas. Los principales ítems que conforman el costo de ventas de la compañía EEP son: el consumo de combustible, la compra de energía y potencia y la compra de peaje; para el año 2023 se observa que el 54.8% del costo de las ventas corresponde a la compra de combustible por un valor de US\$307 mil millones, como podemos apreciar en el GRÁFICO 22.

3.3 Márgenes.

Margen Bruto. Registra una disminución de 23% en el año 2022 a 17% en el año 2023, ocasionado por un incremento en el costo de ventas principalmente por la compra de combustible.

Margen operacional. También ha caído en 20% en el año 2022 a 4% en el año 2023, esto se debe al que se reconoció una pérdida por deterioro por todas las centrales que se opera por US\$78 mil millones del año 2022 al 2023.

Margen Neto. Se aprecia una disminución en la curva esto se debe a un incremento ocasionado por el pago de intereses (bonos) encontrándose un aumento de US\$11 mil millones respecto del año 2022 al 2023.

En síntesis, los márgenes de rentabilidad muestran que el 2023 fue un año con resultados extraordinarios a comparación de años pasados, como se contempla en el GRÁFICO 23.

3.4 CAPEX.

La compañía EEP ha una inversión mínima entre los años 2017 al 2020, a partir del año 2021 EEP ha ido incrementado la inversión activo fijo, para el año 2022 realizó una inversión de US\$198 mil millones, en el proyecto de Punta Lomitas. Como se muestra en el GRÁFICO 24 y GRÁFICO 25, la evolución histórica del CAPEX sugiere ciclos de inversión, relacionados a la expansión de la cartera de centrales de generación, requiriendo un CAPEX

considerablemente menor en periodos de baja inversión, donde los gastos se destinan al mantenimiento de los activos fijos.

3.5 Financiamiento.

La deuda financiera de EEP en el año 2023 asciende a US\$587 mil millones comprendida en tres tipos de endeudamiento: bonos corporativos, préstamos bancarios y arrendamiento financiero; siendo los préstamos bancarios la mayor deuda que afronta por un monto de US\$330 mil millones, que compromete el 56% de los pasivos financieros. A continuación, podemos observar en la tabla:

Tabla 2. Pasivos financiero de EEP en US\$ (2017 - 2023)

PASIVOS FINANCIEROS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BONOS CORPORATIVOS	253,198	288,019	292,451	258,881	238,774	247,710	253,623
PRÉSTAMOS BANCARIOS	100,000	147,959	148,799	144,657	292,195	356,430	330,000
ARRENDAMIENTO FINANCIERO	483,867	294,620	188,356	92,419	6,763	2,397	3,399
TOTAL	837,065	730,598	629,606	495,957	537,732	606,537	587,022

Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2017-2023 DE EEP – SMV

Por otro lado, se puede apreciar que para el 2017 la compañía EEP mantenía mayor endeudamiento en el pasivo de arrendamiento financiero; la reducción en este pasivo a partir del año 2018 se debió a que los otros productos como los bonos corporativos y los préstamos bancarios ofrecieron mejores condiciones de endeudamiento (una mejor tasa).

En referencia a los bonos corporativos la compañía EEP al año 2023 mantiene un pasivo en dólares por el valor de US\$253,623 millones, cabe señalar que el 86% del pasivo está en moneda local, sin embargo, para cubrirse de futuras fluctuaciones de tipo de cambio, por sus emisiones en bonos en soles, EEP ha contratado con bancos locales “swaps” de moneda y tasas de interés. A continuación, se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 3. Composición de los bonos corporativos de EEP en el año 2023

Composición de los bonos	Moneda	Monto emitido	Fecha de emisión	Interés anual %	pago de interés	Venc.	Parte cte.	Parte no cte.	Deuda total
Primer programa de bonos									
3ra Emisión	US\$	10,000.00	Jun-08	6.3125	Semestral	Jun-28		10,000	10,000
6ta Emisión	US\$	25,000.00	Dic-10	6.5000	Semestral	Dic-25		25,000	25,000
subtotal							-	35,000	35,000
Tercer programa de bonos									
1ra Emisión	S/.	250,000.00	Jun-16	7.1250	Semestral	Jun-26		67,477	67,477
2da Emisión	S/.	78,946.00	Jun-17	6.0000	Semestral	Jun-24	21,308		21,308

3ra Emisión serie A	S/.	251,054.00	Jun-17	6.5313	Semestral	Jun-27		67,477	67,477	
3ra Emisión serie B	S/.	230,000.00	Jun-18	6.7188	Semestral	Jun-28		62,078	62,078	
subtotal								21,308	197,032	218,340
Total US\$								21,308	232,032	253,340

Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2023 DE EEP – SMV

En referencia a los préstamos bancarios podemos decir que la compañía EEP mantiene una deuda al año 2023 de US\$330 mil millones, el 91% de la deuda está en dólares y terminará de pagar en el año 2033.

Tabla 4. Composición de los préstamos bancarios de EEP en el año 2023

Descripción	Tasa de interés (%)	Monto emitido en miles	Vencimiento	31/12/2023
Préstamo en US\$ IDB - 1er desembolso	5.087	264,000	Ago-33	264,000
Préstamo en US\$ IDB - 2do desembolso	SOFR + 2.36	36,000	Ago-33	36,000
<u>Banco Scotiabank del Peru S.A.A.</u>				
Préstamo en dólares	5.99	50,000	Feb-24	30,000
Préstamo en dólares	1.3	100,000	Jun-23	-
Préstamo en soles	2.3858	80,675	Jun-23	-
Préstamo en soles	2.3858	80,900	Jun-23	-
Total				330,000

Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2023 DE EEP – SMV

La deuda en dólares fue adquirida para la compra de activo relacionados al proyecto Punta Lomitas. Las deudas en dólares y soles adquiridas con el banco Scotiabank fueron para cubrir eventualidades de capital de trabajo y adquisiciones de activos que a la fecha ya fueron honradas. Asimismo, en el GRÁFICO 26 podemos apreciar la composición del financiamiento de la compañía EEP en porcentaje, entre los años 2013 al 2023, en el cual se observa que en el 2013 el 63% de su endeudamiento estaba concentrado en el pasivo arrendamiento financiero y para el 2023 el 56% su endeudamiento está concentrado en préstamos bancarios y el 43% en bonos bancarios.

3.6 Estado de Flujos de Efectivo

En línea con las características del sector eléctrico, los flujos de efectivo de EEP reflejan la movilización de efectivo que requiere la empresa; en especial, en sus *actividades operativas*. Aunque la movilización de mayor capital destinado a operaciones se incrementó alineado con el crecimiento de la empresa, la generación de excedentes de efectivo se redujo relativamente por un incremento del pago a proveedores. Asimismo, el flujo de efectivo para *actividades de inversión* de EEP es simple, se compone principalmente de la adquisición de activos fijos, en línea a la alta necesidad de infraestructura del sector.

Por otro lado, el flujo de efectivo para *actividades de financiamiento* es parejo entre la obtención de préstamos y la amortización de estos, reflejando un estable control de apalancamiento. Entre el 2015 y 2021, se observa un incremento importante de pagos por arrendamiento financiero, el cual ha desaparecido en los dos últimos años, lo cual podría indicar un cambio en la estructura de financiamiento y una menor presión en el gasto financiero de la empresa. Entre los años 2022 y 2023 se observa una mayor inversión en infraestructura esto resultando en mayores ingresos que permite a la compañía honrar sus gastos financieros, GRÁFICO 27.

3.7 Política de Dividendos

En junta general de accionistas aprobaron por unanimidad modificar la política de dividendo, ratificando la repartición de dividendos por el 30% de las utilidades anuales disponibles. Adicionalmente, se acordaron durante el ejercicio del año 2023 distribuir y pagar dividendos por US\$30,079 millones correspondiente al saldo de dividendos del ejercicio 2022 y el adelanto del ejercicio 2023, GRÁFICO 28.

3.8 Finanzas operativas o de corto plazo.

La compañía EEP evidencia una maduración en el tratamiento de la liquidez a corto plazo; analizando los Fondo de maniobra y los Necesidades Operativas de Fondos NOFs de los últimos 7 años; observamos que EEP se ha enfocado en optimizar su operatividad para el largo plazo y dependiendo de efectivo o el acceso a préstamos para solucionar cualquier necesidad en el corto plazo. La compañía ha mejorado su eficiencia y solvencia, que representa un alto valor agregado para los accionistas, ya que reduce el riesgo de liquidez en las actividades diarias; lo que le permite recurrir menos al uso de recursos propios, mejorando su rentabilidad y solvencia para el largo plazo. GRÁFICO 29.

3.9 Análisis de ratios: liquidez, eficiencia, solvencia y rentabilidad.

Para el análisis de los ratios se utilizó un conjunto de 23 ratios financieros, cuya descripción esta detallada en el [ANEXO XXII](#). En ese sentido, a fin de dar profundidad al análisis se compararon los ratios financieros al *benchmark* de empresas competidoras del sector eléctrico peruano (ENEL, Electro Perú y Kallpa) al 2023, para mayor detalle ver [ANEXO XXIII](#).

Al respecto, en base a los ratios de endeudamiento, observamos que la compañía EEP mantiene niveles de endeudamiento mayores a ENEL y Electro Perú; pero menor a Kallpa, obteniendo un apalancamiento relativamente alto, cuya estructura se ha mantenido durante los últimos

años. Esta tendencia es similar a la de Kallpa; pero contraria a la de ENEL y Electro Perú los cuales han incrementado sus niveles de endeudamiento en los últimos años, GRÁFICO 30.

Respecto a los niveles de inversión en activo fijo (CAPEX) la compañía EEP presenta una tendencia similar al *benchmark*, con excepción de ENEL, que mantiene niveles del ratio CAPEX sobre flujo operativo, sugiriendo una estrategia agresiva de expansión. Esto debe representar una amenaza para EEP considerando que ENEL es la empresa de generación con la mayor cartera de generación por fuentes renovables, GRÁFICO 31.

Respecto a los ratios de liquidez, se evidencia una tendencia del sector a contar con mayor disponibilidad de efectivo y equivalentes, apuntando a un ratio de efectivo de entre 40% a 30%. Sin embargo, a través de la estabilidad de su ratio de intervalo defensivo la empresa EEP se destaca por la mayor estabilidad y eficiencia en el uso de sus recursos, GRÁFICO 32 y GRÁFICO 33.

Una vulnerabilidad de la compañía EEP se observa a través de sus ratios de eficiencia, con una eficacia operativa menor que la competencia y una rotación de activos en promedio inferior al 30%; mientras que la competencia rodea el 40% en promedio. Una rotación de cuentas por cobrar decreciente en el tiempo y por debajo de sus competidores sugiere dificultades en la eficiencia para cobrar a sus clientes; la compañía EEP conserva un ratio alto de rotación de cuentas por pagar, lo que le resulta beneficioso mantener un nivel de riesgo crediticio, GRÁFICO 34.

Finalmente, la rentabilidad de la compañía EEP ha sido la menor en los últimos 7 años a comparación de su competencia, a pesar de mantener una estructura con alto endeudamiento, la rentabilidad anual de la compañía se encuentra consistentemente por debajo que el de su competencia. Incluso, en relación con el retorno sobre el capital invertido EEP es menos rentable y esta se ha ido decreciendo en los últimos años, incrementando la diferencia con sus competidores. El detalle lo podemos visualizar en el [Anexo XXIV](#).

3.10 Diagnóstico financiero.

La compañía EEP se muestra como una compañía madura y estable, gracias a la eficiencia del manejo de recursos financieros que ha ido desarrollando en los últimos años. No obstante, enfrenta el reto de optimizar la generación de valor, debiendo mejorar sus márgenes de rentabilidad a fin de ser competitiva. Además, dentro de la estrategia y demanda de la economía por desarrollar mayor generación de energía eléctrica por fuentes renovables, EEP presenta la oportunidad de ganar mayor relevancia en el mercado y mantenerse competitiva.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RIESGOS

4.1 Riesgos financieros

A continuación, se resaltan los principales riesgos a los que la compañía EEP se encuentra expuesta, así como una breve explicación de los potenciales impactos en la compañía.

4.1.1 Riesgo de Liquidez:

Pérdidas relacionadas a la necesidad de liquidar activos por no contar con los recursos necesarios para cumplir las obligaciones. En ese sentido, de ser el caso EEP requiere balancear correctamente los activos corrientes necesarios para cumplir con sus pasivos corrientes y vencimiento de sus préstamos, ya que su alta concentración en Activos Fijos resta maniobrabilidad financiera y puede incurrir en altos costos su venta apresurada.

Históricamente, la compañía EEP registra aproximadamente más del 70% de sus activos en Propiedades, Plantas y Equipo, que son generalmente ilíquidos y si se buscara una rápida ejecución su precio se reduciría significativamente. Positivamente, su estructura concentra apalancamiento en pasivos no corrientes en una proporción similar, lo que requiere de un control adecuado de los activos corrientes para cumplir adecuadamente con las obligaciones de corto plazo.

En promedio EEP suele registrar obligaciones por US\$ 230 millones, mientras registra US\$ 170 millones en efectivo y cuentas por cobrar para cumplir con tales obligaciones; dejando una potencial brecha de US\$ 60 millones que deberán ser cubiertos a través de créditos a corto plazo y en casos extremos liquidación de inventarios.

A pesar de lo anteriormente mencionado, el potencial impacto de este riesgo pierde relevancia frente a la administración de más de US\$ 2 mil millones en activos que tiene la compañía.

Al respecto, como medidas para mitigar cualquier potencial riesgo de liquidez EEP cuenta con una mejora de la gestión de flujos de caja el cual se encuentra reflejado en un mejor ratio defensivo en estos últimos años; además, la reducción de su apalancamiento facilita el acceso a más líneas de crédito de emergencia reduciendo la probabilidad de requerir de otros activos que no sean líquidos. El riesgo de liquidez correspondería a un *riesgo de muy baja frecuencia* y de *impacto bajo* para EEP.

4.1.2 Riesgo de Mercado:

La exposición a potenciales pérdidas por la volatilidad del mercado a continuación describimos:

Tasa de interés:

Pérdidas generadas por el aumento/reducción de la tasa de interés de referencia, que lleva mayor presión financiera para la generación de resultados.

La compañía EEP presenta un nivel de apalancamiento del 47%; aunque se ha ido reduciendo en los últimos 10 años, representa una exposición relevante a la tasa de interés. Al cierre del 2023, la deuda a largo plazo asciende a US\$ 614 millones a un costo de deuda promedio de 5.9%, representando un gasto financiero anual de US\$ 31 millones; en su mayoría la deuda esta pactada a una tasa fija con excepción de un préstamo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por US\$ 36 millones, cuya tasa está vinculada a la tasa de referencia, Secured Overnight Financing Rate (SOFR).

El gasto financiero toma relevancia al compararlo con la ganancia operativa del mismo periodo por el valor de US\$ 29 millones (en promedio histórico: US\$ 180 millones, margen operativo del 30%), resaltando que el negocio de generación eléctrica compite en la reducción de gastos para incrementar los márgenes de rentabilidad, un incremento significativo del gasto financiero reducirá las ganancias del periodo.

Considerando el promedio de los últimos 5 años, periodo donde el apalancamiento de la compañía EEP baja del 50%, con una variación del 1% en la tasa de interés generaría gastos financieros adicionales por cerca de US\$ 6 millones.

La expectativa actual de reducción gradual de las tasas de interés de referencia es una oportunidad para adquirir deuda a tasas de interés más bajas; pero los plazos de la deuda adquirida por EEP requieren definir una estrategia para prepagar, renovar o incrementar la deuda y aprovechar las bajas tasas. Asimismo, para el futuro se deben contemplar el uso de instrumentos derivados, como *interest rate swaps*, para protegerse del riesgo financiero o aprovechar periodos de baja tasas y reducir el costo financiero.

Considerando lo anterior, el *impacto* de las tasas de interés es de una categoría *mediana* frente a su implicancia de las ganancias operativas históricas; por otro lado, la *frecuencia* del movimiento de las tasas de interés suele ser *baja*.

Tipo de cambio:

Pérdidas generadas por la variación en el mercado del tipo de cambios. Exposición principalmente por el descalce entre la adquisición de activos fijos y suministros (gastos en dólares), y ventas (ingresos en soles) incluyendo el pago a algunos proveedores locales (gasto en soles) y acuerdos fijados con clientes libres en moneda extranjera (ventas en dólares). Asimismo, EEP presenta sus Estados Financieros en dólares americanos, lo que la expone al registro de pérdidas contables frente a movimientos del tipo de cambio entre dólar y sol.

En base al cierre del 2023, EEP registra cuentas por cobrar por US\$ 149 millones, al tipo de cambio contable en esa misma fecha de S/ 3.7090 por dólar, representa un equivalente de S/ 556 millones. Frente a un escenario de alta volatilidad del tipo de cambio, como se dio en 2022 debido a la crisis política del Perú, a un tipo de cambio que alcance los S/ 4 por dólar, al momento de cobrar las facturas procedentes de las cuentas por cobrar estas correspondería a un valor de US\$ 139 millones, reflejando una pérdida de US\$ 10 millones.

Las medidas para mitigar este riesgo, por parte de EEP, correspondería al uso de *forwards* al momento de la emisión de las facturas a fin de poder estabilizar los flujos y reducir potenciales pérdidas.

Por sí solo, al igual que el riesgo anterior el *impacto* del tipo de cambio es *medio*; sin embargo, su *frecuencia* es mayor hasta una categoría *media* debido a la creciente exposición del mercado local al ruido político y a las próximas elecciones presidenciales en el 2026.

Precios:

Pérdidas generadas por la variación del precio de insumos u otros activos. La alta volatilidad natural de materias primas corresponde un riesgo importante sin la precaución y medidas debidas, especialmente, en contraste con la poca flexibilidad en la fijación de precios hacia distribuidoras, existe más flexibilidad con clientes libres; pero una exposición al precio spot de la electricidad y la renegociación de contratos periódicamente.

Para EEP es en la utilización de las plantas termoeléctricas que se requiere el consumo de Gas natural y Diesel para la producción de energía eléctrica; sin embargo, estas plantas tienen un costo marginal superior a plantas de fuentes renovables, y por esa razón, su demanda es menor y no suelen operar en una capacidad constante (adicional a los picos diarios de demanda eléctrica).

Debido a estas razones, la mitigación de este riesgo es a través del enfoque en plantas de generación renovable con costos marginales bajos, reduciendo la dependencia de plantas termoeléctricas. En este sentido, el riesgo a la exposición de altos precios de suministros le correspondería un riesgo no financiero.

Precios de suministros:

Si bien este riesgo está relacionado al de desastres naturales/escasez de insumos, la exposición al precio de insumos (gas natural y diésel) es un riesgo que EEP busca aceptar, principalmente por la definición de la demanda contratada del sector eléctrico a través del costo marginal en la generación de energía eléctrica, siendo las plantas de generación no renovable alternativas frente a una demanda que excede la capacidad de plantas de generación renovables, siendo estas últimas la fuentes principales de generación eléctrica. En condiciones normales, EEP

puede anticiparse a la demanda y asegurar un suministro adecuado de gas y diésel; pero, frente a eventos donde las plantas de generación renovable se vean reducida EEP se verá obligado a adquirir más suministros a precio del mercado actual para cubrir la demanda contratada, cuyo precio ya está establecido, resultando en una exposición negativa que puede reducir severamente los ingresos de la empresa.

Cobertura:

Parte de las estrategias para mitigar riesgo de tipo de cambio y tasas de interés involucran la utilización de instrumentos financieros derivados para generar flujos más estables. Sin embargo, esto expone a EEP a riesgos relacionados a la eficiencia de tales coberturas; es decir, la adquisición de derivados sin conocimientos y análisis adecuados puede llevar a gastos innecesarios u obtener un efecto contrario al objetivo, desestabilizando los flujos de la compañía.

La inclusión de este riesgo requeriría la comparación de diferentes instrumentos derivados disponibles para EEP, a fin de calcular el más eficiente en un tiempo futuro, cuya incertidumbre dificultaría una medición relevante de su magnitud. En esta valorización incluirá el supuesto cualquier instrumento derivado que ha sido adquirido bajo un análisis adecuado y cuya cobertura es efectiva.

4.1.3 Riesgo de Crédito:

Riesgo de incurrir en pérdidas por incumplimiento en el pago de una obligación por parte de los clientes (deudores de la compañía) expuesta a concentraciones por depósitos en bancos y cuentas por cobrar. En el caso de EEP, si este riesgo se agudizara, destaca el riesgo de recibir una menor calificación crediticia como resultado de reflejar una menor capacidad de pago, lo cual incrementaría sus gastos financieros y reduciría el acceso a fondos de emergencia.

Este riesgo podría incurrir en el aumento del gasto financiero futuro, ya que el mercado solicitaría una mayor tasa de interés de EEP; además, de una reducción de la capacidad de endeudamiento, limitando las líneas de crédito a corto plazo, vinculando a un mayor riesgo de liquidez. El impacto de este riesgo estaría ligado a los impactos de los riesgos anteriormente descritos.

Para mitigar este riesgo, EEP debe mantener la estrategia de mantener periodos de cobro que se ajusten a periodos del mercado con buenos resultados, y enfocarse en la generación de flujos estables, para no perjudicar su capacidad de pago frente al sistema financiero. El impacto del riesgo de crédito en EEP, sería bajo y con una frecuencia muy baja, sin embargo, EEP no ha presentado problemas significativos de cobrabilidad hasta la fecha.

4.2 Riesgo no financieros.

A continuación, se resaltan los principales riesgos a los que la compañía EEP se encuentra expuesta, así como una breve explicación de los potenciales impactos en la compañía.

4.2.1 Riesgos Operacionales:

Los Riesgos Operacionales componen los siguientes riesgos referente a la gestión interna de EEP:

Ambiental y Social:

Pérdidas generadas por causar daños al medio ambiente o al bienestar de una comunidad cercana, según la ley local y las actividades de EEP estarían vinculadas a la contaminación ambiental de sus plantas generadoras, equipo de transmisión eléctrica o en el desarrollo de proyectos sostenibles. Daños de este tipo pueden llevar a la compañía EEP entre 100 – 600 días-multa, equivalente al ingreso promedio diario de la entidad, considerando otros signos de riqueza. Como ejemplo, la empresa Repsol fue multada por más de US\$ 56 millones por el derrame de petróleo en enero 2022. Este riesgo tendría una *frecuencia muy baja*, pero un *impacto alto*.

Laboral:

Pérdidas generadas por eventos relacionados al trato de trabajadores, seguridad y salud en el trabajo. La alta carga de mano de obra para el desarrollo de plantas generadoras, así como su operación y mantenimiento, expone a EEP a potenciales accidentes. Para este tipo de eventos, EEP tiene establecido un Comité de Seguridad y Salud en el Trabajo, bajo el enfoque de evitar accidentes fatales de la misma empresa y contratistas. Este tipo de riesgo presenta una *frecuencia baja* y un *impacto muy bajo* para EEP.

Fraude interno y externo:

Pérdidas generadas por acciones ilegales de actores internos o externos a la compañía. Debido a la gran escala de los proyectos de EEP existe el riesgo potencial de corrupción tanto interno como externo del personal de EEP. Como medida para mitigar este riesgo EEP cuenta con políticas de éticas y un Modelo de Prevención Delito; así como, el fortalecimiento del gobierno corporativo de la compañía. Frecuencia muy baja, con un impacto medio.

4.2.2 Externalidades:

Riesgos procedentes de factores externos a EEP que pueden tener un efecto negativo significativo en el desempeño de la empresa:

Desastres naturales que provoque la falta de abastecimiento de insumos:

Pérdidas generadas por algún evento de la naturaleza que genere la discontinuidad de centrales de generación. Este riesgo tiene un rango de impacto variable, podría parar temporalmente o destruir una planta de generación. Durante el fenómeno de El Niño Costero en el 2023, se generaron condiciones climáticas anómalas que redujeron considerablemente la productividad de centrales hidroeléctricas, requiriendo la utilización de centrales termoeléctricas y plantas de reserva fría (que consumen Gas natural y Diesel), generando un sobre costo al tener que adquirir suministros a alto costo para cubrir la demanda establecida a clientes libres y distribuidoras. Para mitigar este tipo de riesgo EEP ahora cuenta con pólizas de seguro; así como, comités sectoriales que permitan hacer seguimiento a fenómenos climatológicos. Este riesgo tiene una *frecuencia alta* y un *impacto alto* para EEP.

Sobreoferta:

Riesgo de pérdidas por el cambio en el contexto del mercado ante una sobreoferta del bien o servicio. Para la compañía EEP la sobreoferta que afectaría la dinámica del mercado sería de cara a los clientes libres para la negociación de precios más bajos; mientras que por parte de OSINERGMIN sería sobre los clientes regulados. Además, una sobreoferta solo llevaría a una menor demanda por cada entidad generadora. Este riesgo está vinculado al riesgo de desastres naturales, si bien en el periodo anterior al evento del fenómeno de El Niño Costero (que afectó las centrales hidroeléctricas), existía una sobreoferta de electricidad, que incentivó la contratación de clientes libres. Sin embargo, con el evento del fenómeno de El Niño Costero, se terminó por elevar los costos de electricidad, tras el incumplimiento de acuerdos con clientes libres y el consumo de reservas locales de gas natural. Reflejándose en una reducción de clientes libres en los últimos años (Clientes libre en 2021: 103, en 2023: 77). Estaríamos hablando de un riesgo de muy *baja frecuencia* y un *impacto medio*.

Obsolescencia:

Riesgo de pérdida de competitividad, participación de mercado o menor demanda por costos marginales más elevados a comparación de la competencia al no integrar o explorar tecnologías más eficientes para la operatividad de la empresa. La compañía EEP mitiga este tipo de riesgo a través de la promoción de innovación para nuevas tecnologías de generación y transmisión eléctrica, e internamente para mejorar la eficiencia operativa de la empresa, tiene un *impacto muy bajo* y *frecuencia media*.

4.2.3 Riesgo Regulatorio:

Pérdidas generadas por mayores costos, disminución de ingresos por requisitos regulatorio del mercado, cabe resaltar que los precios son definidos por un ente regulador, siendo vulnerable

a medidas populistas que apunten a reducir agresivamente el precio de la electricidad de clientes regulados sin beneficios para las empresas del SEIN. Este riesgo no es posible de calcular su potencial impacto, ya que dependería del tipo de requisito que se impondría a EEP. Para mitigar este riesgo, EEP participa de mesas abiertas entre el gobierno y el gremio de empresas del sector eléctrico para analizar propuestas regulatorias y dar sugerencias. Un cambio regulatorio tendría una *frecuencia baja*, considerando medidas populistas del gobierno local de turno y la proximidad de elecciones presidenciales en el 2026, el *impacto* sería de una categoría *media* para EEP.

4.2.4 Riesgo Legal:

Pérdidas generadas por fallos en la ejecución de contratos o en la defensa legal de la compañía. El sector eléctrico tiene una alta exposición al riesgo legal, por las condiciones de mercado que se incluyen en licitaciones y contratos para el desarrollo de proyectos, contratos con proveedores y terceros, y los contratos establecidos con clientes libres. La medición del impacto de este riesgo requeriría contar con los acuerdos privados entre EEP y los clientes libres. No obstante, las medidas de mitigación de este tipo de riesgo corresponden al análisis estratégico de posibles escenarios y de contemplar planes de acción a fin de mitigar efectos adversos o generar flexibilidad para la renegociación de contratos.

4.2.5 Riesgo Estratégico:

Este riesgo representa las potenciales pérdidas que se generarían por decisiones tomadas por las autoridades líderes de la compañía EEP, ya sea por estrategias erróneas o que fallaron por diferentes factores del mercado. Para esta valorización se están considerando principalmente la estrategia a largo plazo de EEP sobre ser una compañía carbono neutro, impulsando el desarrollo de plantas generadoras renovables. Como esta estrategia esta alineada con las estrategias de las compañías competidoras como Kallpa, ENEL y ELP; y es una tendencia del sector eléctrico a nivel global, se incluye el supuesto que es muy poco probable que exista un potencial riesgo en su aplicación. Se asumirá que cualquier estrategia tomada con efectos a corto plazo podrá mitigarse en el ejercicio anual de la compañía, tiene un *impacto y frecuencia muy bajo*.

4.2.6 Riesgo Reputacional:

Corresponde a pérdidas generadas por la opinión pública de compañía EEP, ya sea con el empeoramiento de condiciones financieras por una percepción negativa de la disposición de

pago de la compañía, o reducción de ingresos por menos clientes libres debido a opiniones negativas sobre la operatividad de la compañía.

El origen de este riesgo está altamente ligado a otros riesgos financieros y no financieros, y su magnitud resulta ser complicada de medir, ya que también depende de la perceptiva de otras entidades o personas. Para esta valorización sobre EEP este riesgo está *integrado en cada uno de los riesgos considerados* y sus efectos serán inmediatos.

4.2.7 Riesgo de Ciberseguridad:

Perdidas relacionadas a la vulnerabilidad de información confidencial, del daño a activos digitales o la paralización de herramientas electrónicas por delincuentes externos a la compañía. Aunque este riesgo es vital en un mercado en proceso de transformación digital, la medición de la magnitud de este riesgo en EEP no se puede medir con la información pública disponible. Se asume que EEP cuenta con las medidas de ciberseguridad necesarias para asegurar la continuidad de sus operaciones y todo evento negativo sobre información o activos digitales tendrá un efecto financiero poco relevante.

4.3 Matriz de Riesgos.

Considerando los riesgos mencionados anteriormente, su magnitud y las acciones que la compañía EEP usa para mitigarlos, se procede a graficar los riesgos listado en base a su magnitud dividiéndolos entre su impacto en la compañía y la frecuencia con los que estos eventos de riesgos podrían llegar a ocurrir:

Tabla 5. Matriz de riesgos de EEP (2013 - 2023)

Matriz de Riesgos	IMPACTO					
		Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto
FRECUENCIA	Muy Bajo	Riesgo Estratégico	Riesgo de Liquidez	Fraude interno y externo	Ambiental y Social	
		Riesgo de Ciberseguridad	Riesgo de Crédito	Sobreoferta		
	Bajo	Laboral	Legal	Tasa de interés		
			Cobertura	Riesgo Regulatorio		
	Medio	Obsolescencia		Tipo de cambio	Desastres Naturales	
	Alto			Precios	Precios de suministros	
Muy Alto	Riesgo Reputacional					

Fuente: Elaboración propia.

Según los resultados de la matriz de riesgo, la región de color verde representa riesgos controlados cuyas ocurrencias generarían pérdidas mínimas o dentro de niveles esperados por la compañía EEP. Por otro lado, la región en color amarillo representa riesgos que pueden llegar a generar pérdidas relevantes e inesperadas, o una paralización temporal de las actividades de EEP, deben ser priorizadas para controlarlos en el corto plazo. Finalmente, la región en color rojos representa riesgos críticos que pueden dañar severamente o paralizar las operaciones de EEP, su tratamiento debe ser inmediato.

Sin embargo, EEP debe priorizar reducir su exposición a riesgos de mercado, regulatorios y al impacto que puede generarse por riesgos ambientales, sociales, y generados por desastres naturales (escasez de lluvia) que repercute en el alza de los precios y los precios de suministros. Los riesgos de liquidez y crédito, al igual que los riesgos laborales, defraude interno o externo y sobreoferta, se encuentran en niveles controlado; pero deberán ser considerados dentro de supuestos y tendencia al momento de hacer las proyecciones necesarias en la valorización de EEP.

CAPÍTULO V: POSICIÓN COMPETITIVA DE LA EMPRESA

5.1 Misión y Visión.

La misión, visión y valores se han recogido de la publicación de EEP en su página web (IMAGEN 5), a continuación, enunciamos:

MISIÓN

En ENGIE Energía Perú actuamos para acelerar la transición energética hacia una economía carbono neutral, a través de un consumo de energía reducido y soluciones más respetuosas con el medio ambiente.

VISIÓN

Nuestra visión de la sostenibilidad corporativa busca construir un nuevo mundo de la energía, carbono neutral e inclusivo.

VALORES

Basada en 3 pilares que son la seguridad y excelencia, la ética y responsabilidad y por último el enfoque al cliente.

5.2 Etapa del Ciclo de Vida de la Empresa.

El concepto de Ciclo de Vida, en principio fue introducido por Levitt²⁴ en referencia al ciclo de vida del producto; sin embargo, con el tiempo este concepto se fue ampliando para el análisis del ciclo de vida de una empresa y de un sector. El análisis del ciclo de vida de una empresa viene a ser una herramienta de diagnóstico estratégico que sirve para identificar en qué etapa se encuentra la empresa y qué estrategias son más aconsejable aplicar.

Existen 5 etapas dentro del ciclo de vida de una empresa: Desarrollo, Introducción, Crecimiento, Madurez y Declive; en ese sentido, la empresa EEP ya pasó la fase de Desarrollo e Introducción.

Con referencia a la fase de Crecimiento podemos observar que la empresa EEP en el sector de energía viene operando 27 años en el Perú, desde el inicio de sus operaciones ha invertido 2,628 millones de dólares, posee 8 centrales de generación distribuida en 5 departamentos del Perú y cuenta con una capacidad instalada de 2,657 MW al año 2023; para el año 2024 tiene un contrato de compraventa con la intención de adquirir dos centrales eólicas en operación y dos proyectos eólicos Greenfield con una capacidad instalada de 76.8 MW²⁵ en conjunto. Adicionalmente, EEP también cuenta con un total aproximado de 860 MW en proyectos de

²⁴ Levitt, economista alemán, introdujo el concepto original del ciclo de vida sobre el producto en el año 1965.

²⁵ Esta adquisición está condicionada a la aprobación de INDECOPI. *Reporte integrado de EEP 2023*

generación eólica en distintas etapas de desarrollo; además, mantiene dos proyectos RER (Recursos de Energía Renovable) en evaluación para el periodo 2025-2026, que representan una capacidad instalada de 420 MW y una inversión aproximada de 350 millones de dólares²⁶. Asimismo, la empresa EEP viene desarrollando estrategias para ampliar sus operaciones a nivel nacional mediante la compra de centrales de energía eléctrica y proyectos de RER, lo que reafirma que la empresa EEP se encuentra en la fase de Crecimiento dentro de su ciclo de vida.

5.3 Matriz Boston Consulting Group.

La Matriz Boston Consulting Group - BCG o matriz de crecimiento fue creada por Bruce D. Henderson, fundador del Boston Consulting Group, en 1970. Esta herramienta de estrategia de negocios sirve para analizar la rentabilidad de los productos de una empresa y analizar qué productos están ralentizando el progreso y crecimiento de esta; en ese sentido, el resultado del análisis servirá para la toma de decisiones.

Por lo que, se está considerando emplear la Matriz BCG, en este presente informe, para analizar los productos más representativos y los que aportan mayor valor a la empresa; por lo cual comenzaremos con el presente análisis desde dos perspectivas: la tasa de crecimiento del mercado peruano y la tasa de participación en el mercado peruano, las cuales están ubicadas en dos ejes: el eje vertical y el eje horizontal, respectivamente. Estos dos ejes generan cuadrantes que representan cuatro conceptos diferentes sobre la certeza de los productos del negocio de EEP y responden a los nombres de: producto estrella, producto interrogante, producto perro, y producto vaca.

En referencia al mercado eléctrico peruano, es necesario entender que la producción de electricidad se origina por fuentes de generación eléctrica; las principales fuentes son: Hidráulica, Térmica (gas natural, Diesel, carbón, residual, biomasa-bagazo y biogás), Eólica y Solar y que para el año 2023 representaron el 48%, 47% 4% y 2% respectivamente²⁷ de la producción total del SEIN que alcanzó los 58,394 GWh, obteniendo un crecimiento del 4% respecto al año anterior (56,084 GWh año 2022). A continuación, mediante el GRÁFICO 37 mostramos la evolución de las principales fuentes de generación eléctrica de los últimos 6 años, en el cual se observa que el uso de la energía hidroeléctrica está descendiendo y siendo reemplazada por la energía Térmica, Eólica y Solar las cuales van tomando mayor participación en el mercado.

²⁶ Ambos proyectos se encuentran con el permiso ambiental aprobado y uno de ellos cuenta con la conformidad sobre el estudio de preoperatividad por el COES. *Apoyo & Asociados*.

²⁷ Producción total del SEIN en el año 2023. Boletín estadístico mensual 12-2023

Al respecto, para el año 2023 la empresa EEP se posicionó en el segundo lugar como empresa generadora de electricidad representando el 15.1% de la producción anual del SEIN, ocupando el primer lugar la empresa Kallpa con el 19.5% y en tercer lugar la empresa ENEL con el 14.4%; cabe resaltar que estas tres empresas, en suma, representan el 50% de la producción total.

Por otro lado, la compañía EEP en cuanto a la producción de energía por fuente de generación eléctrica, ha reducido su consumo de energía no renovable a cambio de una mayor capacidad de energías renovables; mediante la estrategia de descarbonización, están ampliando su portafolio de energías renovables y han puesto en operación comercial la Central Eólica Punta Lomitas y su expansión, el parque eólico y además tiene una cartera de proyectos en distintas etapas de desarrollo, entre energía solar y energía eólica por más de 1200 MW.

A continuación, en el GRÁFICO 38 siguiente se puede apreciar la evolución de la generación eléctrica por tipo de generación de la compañía EEP, vemos que la evolución de la energía eólica obtuvo un crecimiento en el año 2023 esto debido a la puesta en marcha de la Central Eólica Punta Lomitas y su expansión; también la evolución de la energía solar que, si bien no tuvo crecimiento en el año 2023, en los años 2021 al 2022 su crecimiento se debió a las mejoras implementadas en los paneles solares. La evolución de la energía termoeléctrica ha ido en aumento para el año 2023 ya que los activos de generación térmica operaron a su máxima capacidad producto de la baja hidrología causada por los efectos del Ciclón Yaku que causó la indisponibilidad de la central hidroeléctrica Quitaraca por ende la disminución de la energía hidroeléctrica.

Los productos de la compañía EEP se clasifican en la siguiente forma:

Producto estrella. Producto con alto crecimiento con alta participación en el mercado, se encuentra en la etapa de crecimiento.

Energías renovables: Centrales Eólicas

Producto vaca. Productos que son indispensables en el desarrollo del negocio y generan una gran liquidez.

Energía hidroeléctrica y termoeléctrica

Producto perro. Producto que genera poca liquidez y no tiene participación significativa en el mercado.

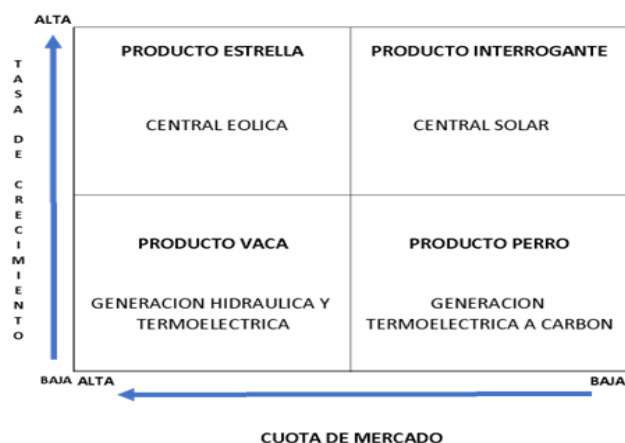
Energía termoeléctrica a residuos o a carbón

Producto interrogante. Producto con gran potencial de crecimiento y con baja cuota en el mercado.

Energías renovables: Centrales Solares

A continuación, y en línea al análisis del mercado eléctrico en el Perú, de la compañía EEP y de sus principales competidores desarrollado en los párrafos anteriores, utilizamos la Matriz BCG y obtuvimos los siguientes resultados:

Imagen 1. Matriz Boston Consulting Group



Elaboración propia. Fuente COES.

Se observa que los productos con alta innovación y responsabilidad social ambiental empiezan a tomar presencia frente a los otros productos tradicionales que empiezan a ser retirados; no obstante, la generación termoeléctrica no deja de ser importante en ventas por ello aparece como vaca, solo que progresivamente está siendo reemplazada por otras fuentes de generación para ello aparece como perro. La generación a través de centrales eólicas está en desarrollo con proyección a crecer, por eso aparece como estrella, mientras que las centrales solares aparecen como producto interrogante para ver su desarrollo en el tiempo.

5.4 Análisis CANVAS.

El análisis CANVAS es una herramienta para plantear de manera visual la estrategia propuesta, este análisis resalta bloques de agentes de interés para la compañía y su potencial interacción con las estrategias. El esquema de este análisis permite detallar la integración de una estrategia para una efectiva generación de valor. (Alexander Osterwalder, 2011). ([ANEXO XXV. Matriz Canvas](#))

5.5 Posicionamiento Competitivo

En primera instancia, el posicionamiento competitivo consiste en hacer una descripción detallada de la empresa y se compara con la competencia para destacarse y diferenciarse mediante sus capacidades competitivas; así convencer al público de la mejor opción. Mediante

los resultados del análisis se plantean estrategias diferenciadoras enfocadas en la calidad, en el servicio, precios competitivos, innovación, sostenibilidad entre otras que le permitirá a la empresa obtener una ventaja frente a la competencia.

La compañía EEP pretende pasar hacia una economía carbono neutral y ser carbono cero para el año 2045 en todos los ámbitos, su principal estrategia es desarrollar mayor capacidad de energía renovable y garantizar una transición confiable en la generación eléctrica y ayudar a sus clientes a sus objetivos de descarbonización²⁸.

En atención a sus estrategias para el año 2023, respecto a desarrollar una mayor capacidad de energía renovable la compañía EEP ha venido ampliando su portafolio para lo cual ha puesto en operación comercial el parque eólico más grande en el Perú (C.E. Punta Lomitas y C.E. Expansión Punta Lomitas); además cuenta con una cartera de proyectos en distintas etapas de desarrollo entre energía solar y eólica por 1200 MW.

Referente a su estrategia de producción de electricidad flexible la compañía EEP opera con centrales de ciclo combinado²⁹, de emergencia y cuenta con un sistema de almacenamiento de energía con baterías, que le permite satisfacer la demanda de sus clientes con mayor eficiencia, confiabilidad de suministro y precios competitivos. Adicionalmente, sobre su estrategia de redes de transmisión, EEP cuenta con líneas de transmisión de 138 kV, 220 kV y 500 kV que le permite inyectar la energía producida en las centrales al SEIN.

En atención a su posicionamiento en el mercado peruano, la compañía EEP se mantiene dentro de las 3 primeras empresa generadoras de electricidad. Respecto a su capacidad instalada, según COES, para el año 2021, EEP ocupó el primer lugar participando con el 18% en el mercado; en el segundo lugar, lo ocupó la empresa Kallpa con el 11% y en tercer lugar la empresa ENEL con 10%.

En referencia a su actividad de generación eléctrica del SEIN, la compañía EEP para el año 2023 ocupó el segundo lugar (8,816 GWh) participando con el 15.1%, el primer lugar lo ocupó la empresa Kallpa con el 19.5% y el tercer lugar la empresa ENEL con el 14.4%.

Por otro lado, en referencia a los ingresos por venta en el mercado nacional para el año 2022, EEP se posicionó en el tercer lugar con US\$555 MM, el primer lugar lo ocupó Kallpa con US\$597 MM y el segundo lugar lo ocupó la compañía ENEL con US\$584 MM.

Para el año 2023 EEP en referencia a su gestión sostenible corporativa, ha logrado alcanzar una puntuación de 79/100 en la calificación de EcoVadis, obteniendo por dos años

²⁸ Reporte integrado EEP 2023, 2.1 Nuestro modelo de negocio, pág. 36-.

²⁹ Se denomina ciclo combinado, en la generación de energía, a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, de forma que aumenta la eficiencia, en este caso a las grandes centrales productoras de electricidad.

consecutivos la Medalla Platino, logrando ingresar a ser parte del 1% de las empresas del sector mejor evaluadas a nivel mundial; cabe precisar que la metodología de EcoVadis se basa en las principales estándares internacionales tales como GRI, el pacto mundial de las naciones unidas, los convenios OIT, las normas ISO 26000 y los principios rectores de las naciones unidas sobre empresas y Derechos Humanos.

En los últimos años EEP ha ido reflejando resultados positivos gracias a su arduo trabajo, las inversiones realizadas han permitido a EEP consolidarse como una de las empresas generadoras de energía despachada al sistema con el portafolio de generación más diversificado del país (agua, viento, solar, gas y diésel).

5.6 Análisis FODA y FODA Cruzado.

Análisis FODA

El análisis FODA permite evaluar las ventajas competitivas de una empresa considerando factores internos (Fortalezas y Debilidades) y externos (Oportunidades y Amenazas), para generar un diagnóstico del contexto de la compañía y establecer una base para elaborar un plan estratégico. (Hill and Westbrook, 1997). Ver [ANEXO XXVI](#).

Análisis FODA Cruzado

Una vez desarrollado el análisis FODA, se procede a realizar un análisis FODA cruzado para establecer la estrategia que EEP estará siguiendo dentro de la valorización. Ver [ANEXO XXVII](#).

5.7 Análisis VRIO.

El análisis VRIO es una herramienta para el desarrollo de una planificación estratégica, facilitando el descubrimiento de recursos y capacidades que representan una ventaja competitiva frente a otras compañías del mismo sector. Se utilizan 4 componentes para la clasificación de la ventaja competitiva: (Jay B. Barney, 1991). Ver [ANEXO XXVIII](#).

1. Valor: El primer componente responde a que si el recurso o capacidad tiene un valor en el mercado y por cuya transacción le correspondería un beneficio a la compañía. Este es un componente básico que todas las empresas competidoras deben cumplir para tener un espacio en el mercado, clasificándolo como Igualdad Competitiva.
2. Rareza: El segundo componente mide la disponibilidad a tal recurso o capacidad en el sector, el cumplir con éste corresponde la categoría de una Ventaja Competitiva Temporal, siendo la única limitante que las empresas competidoras tarde o temprano adquirirán el mismo recurso o capacidad en su afán por mantenerse competitivas.

3. Difícil de Imitar: El tercer componente complementa al segundo, midiendo la dificultad con la cual las otras compañías podrán adquirir el recurso o capacidad. Un recurso imitable, sería tan sencillo como comprarlo; mientras, un recurso inimitable posiblemente requiere de altos costos en desarrollo tecnológico para finalmente adquirirlo. Esto representa una Ventaja Competitiva por Explotar.
4. Organizado: Finalmente, el último componente refleja el alineamiento de tales recursos o capacidad con la estrategia de la empresa, para lograr una Ventaja Competitiva Sostenible esta debe contar con el respaldo financiero de la compañía, procesos operativos definidos e integrado en la cultura de esta.

5.8 Matriz de Rumelt.

La matriz de Rumelt es una herramienta que nos permite evaluar la estrategia planteada anteriormente, en base a los criterios de Rumelt es posible aterrizar la probabilidad que estos terminen siendo aplicados en la práctica, sustentando la estrategia a ser considerada dentro de la valorización. (Rumelt, 1993). Los 4 criterios de Rumelt son los siguientes:

- (A) Coherencia: Si la estrategia esta alineada a la visión y misión de la compañía.
- (B) Consonancia: Que la estrategia responda a las tendencias del sector y contexto del mercado local.
- (C) Ventaja: Si la estrategia genera valor para la compañía permitiendo establecer ventajas competitivas con la competencia.
- (D) Viabilidad: Responde a que si la compañía tiene la capacidad para asumir los costos requeridos o el talento para ejecutar la estrategia.
- (E) Aprobación: El cumplimiento de los 4 criterios debería garantizar una aprobación de la estrategia.

Al respecto del análisis realizado mediante la matriz Rumelt ([ANEXO XXIX](#)) quedaron seleccionadas 6 estrategias: 1, 2, 4, 5, 6 y 7:

1. Exploración de nuevos proyectos propios de generación renovables eólicos y solares
2. Identificación de zonas y clientes clave para reducir los costos de transmisión eléctrica; así como, incrementar el alcance a principales consumidores eléctricos
4. Fortalecimiento de reputación y transparencia hacia grupos de interés.
5. Identificación y explotación de ventajas competitivas (eficiencia operativa, innovación, marca fuerte, servicio personalizado) mejorarían la rentabilidad de la empresa. Así como, permitiría el liderazgo de ENGIE en el sector.
6. Adquisición estratégica de plantas de generación renovable al portafolio de ENGIE.

Se tiene en marcha (octubre 2023, firma del contrato) la adquisición de 2 centrales eólicas: Duna (18.4 MW) y Huambos (18.4 MW) y 2 proyectos eólicos Greenfield: naira I (20 MW) y Naira II (20 MW) ubicados en la región de Cajamarca, el cierre de la operación está condicionada a la aprobación de Indecopi.

Ademas, obtuvieron la concesión definitiva de generación, en el 2023, del proyecto solar Hanaqpampa (hasta MWac) y el proyecto solar Ruphay (hasta 93 MWac) el cual cuenta con permiso ambiental y estudio de preoperatividad aprobados.

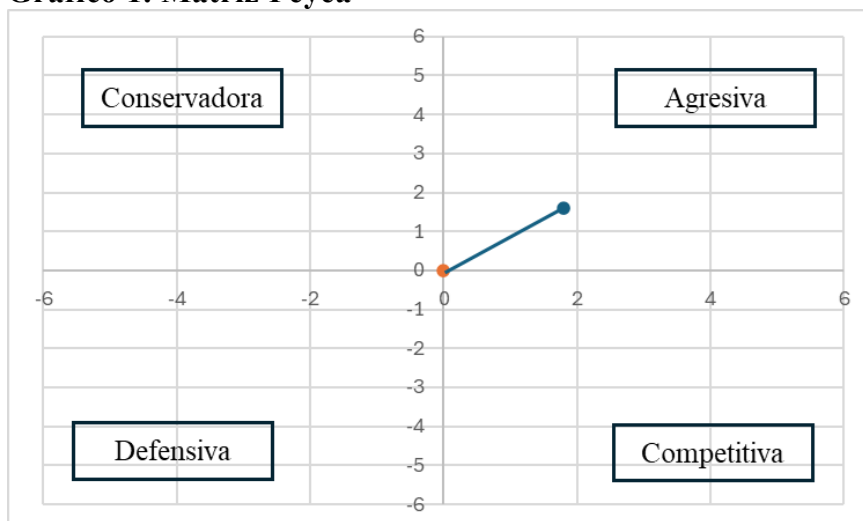
7. Evaluación y priorización de fuentes de energía más eficientes y con mayor impacto para el mercado.

5.9 Matriz Peyea.

La Matriz PEYEA permite determinar las estrategias más adecuadas para la compañía desde el punto de vista de las Posiciones Estratégicas Internas: Fuerza Financiera y Ventaja Competitiva; y de las Posiciones Estrategias Externas: Estabilidad del Ambiente y Fuerza de la Industria). (Allan Rowe, R. Mason y K. Dickel, 1982). Ver [ANEXO XXX](#).

En base a la matriz de Peyea, la compañía EEP se alinea con una posición *agresiva*, como se puede observar en el siguiente gráfico, en esta posición EEP tiene la oportunidad de hacer uso de su fortaleza interna (liquidez y flujo de efectivo); y también tiene la oportunidad para desarrollar estrategias que le permita tener mayor participación en el mercado, y ampliar sus venta en el mercado eléctrico e invertir en nuevas tecnologías: energías limpias.

Gráfico 1. Matriz Peyea



Elaboración propia

5.10 Propuesta de Valor de la empresa.

La compañía EEP gracias a su compromiso de desarrollar estrategias innovadoras para la transición a una economía carbono neutral, aunada a las inversiones realizadas producto de una excelente gestión corporativa ha permitido consolidarse como una de las principales empresas generadoras de energía despachada al Sistema Eléctrico Nacional con el portafolio de generación más diversificado del país (agua, viento, solar, gas y diésel).

Asimismo, Su compromiso le ha permitido dar soluciones innovadoras a sus clientes y también brindar un excelente servicio postventa que ha empezado a dar fruto reflejándose en el desarrollo económico y medioambiental en la comunidad nacional.

CAPÍTULO VI: VALORIZACIÓN.

Para la presente valorización hemos visto por conveniente desarrollar el método de flujo de caja descontado. Este método es el más utilizado en el mercado; primero se define el horizonte temporal, luego se determinan los flujos de caja libre y se calcula la tasa de descuento, se estima el valor residual para luego resultar el valor de la empresa (VA) y por último la valorización.

Por otro lado, el método por múltiplos de empresas comparables y el método de transacciones comparables, están basados en el mercado; son métodos llamados comparativos pues valoran a la empresa a través de ratios determinados en comparaciones con otras empresas similares del mismo sector y de similares características y entornos. Estas dos metodologías también serán desarrolladas, en el presente informe, con el propósito de corroborar el resultado del método de flujo de caja descontado.

6.1 Método de Flujo de Caja Descontado (DCF)

La metodología del flujo de caja descontado es un enfoque de valor intrínseco, que se utiliza para valorar una empresa, mediante el cual se pronostica los flujos de caja libre futuros descontados a una tasa de descuento determinada (WACC).

6.1.1 Justificación del Método

El método de flujo de caja descontado tiene como principal beneficio la utilización de los estados financieros reales que es el flujo de caja generado por la empresa y que también vendría a ser su principal ventaja. Este método permite al analista calcular el valor intrínseco de la empresa a la vez que genera independencia de opinión respecto del mercado; no requiere de usar comparaciones con valoraciones de otras empresas similares, permite valorar las ganancias de la empresa a lo largo de toda su vida económica y considera el valor temporal del dinero.

Por otro lado, es un modelo sensible a las circunstancias; sin embargo, no es exacto ya que requiere de una gran cantidad de datos financieros; además, se necesita de tiempo para su desarrollo y está sujeta a la manipulación de los datos.

6.1.2 Tasa de descuento: estimación de CAPM y WACC

El Costo Promedio Ponderado de Capital o WACC³⁰, es una de las métricas que ayuda a los analistas a evaluar la viabilidad y el rendimiento de una inversión. Este costo es el rendimiento mínimo que exigiría el accionista o acreedor, para invertir a largo plazo. Se determina mediante

³⁰ WACC. Weighted Average Cost of Capital

ponderaciones en función a la estructura de capital del costo del equity (K_e) y del costo de la deuda (K_d) a valores de mercado.

El WACC sirve como costo de oportunidad pues permite medir y comparar diferentes tasas que ofrecen las oportunidades de negocios en el mercado para decidir cuál será la más rentable. En ese sentido, el método del WACC es la herramienta idónea que será utilizada en esta presente valorización.

Para obtener la tasa de descuento WACC se debe desarrollar el siguiente calculo:

$$\text{WACC} = E/(D+E) K_c + D/(D+E) K_d (1-T)$$

Primero, para hallar el valor del equity (K_e) empezaremos con el cálculo del modelo CAPM³¹:

FÓRMULA DEL CAPM + RIESGO PAIS

$$K_e = R_f + (R_m - R_f) B + RP$$

A continuación, el desarrollo:

Rf. Tasa libre de riesgo. Es la diferencia entre el retorno esperado y el retorno real de un activo. El rendimiento de los T. Bond son el mejor sustituto representante de una tasa de libre riesgo debido a que no tiene riesgo de default y además es consistente. Por convención se usará el rendimiento esperado a 10 años, el valor obtenido es 3.88%

β. Beta. Es la medida de riesgo sistemático de un activo, pues mide la rentabilidad de una acción con respecto a la rentabilidad del mercado. Se consideró la estimación por betas de empresas comparables bottom-up betas, pues su estimación refleja el riesgo promedio del negocio y es menos volátil. Se calcula la beta des-apalancada observada (β_U) y luego la re-apalanca (β_L) ajustando por la estructura del mercado objetivo (D/E) y la tasa de impuesto a la renta (t) con la formula Hamada:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{(1 + (1 - t) \frac{D}{E})}$$

Para el cálculo de la beta comparable se escogieron 15 empresas representativas del mercado obteniendo el resultado de 0.5585, el detalle se muestra en el [ANEXO XXXI Bottom up-Betas](#). Asimismo, el sustento de la elección de la mejor beta se encuentra desarrollado en el [ANEXO XXXII](#).

($R_m - R_f$). Prima por riesgo. Es el retorno que se adiciona a la tasa libre de riesgo para compensar el riesgo de invertir en un activo riesgoso. Consiste en estimar la prima que iguala el nivel de un índice representativo del mercado con las expectativas de crecimiento de las

³¹ CAPM. Cost Assist Pricing Model

utilidades de empresas listadas. Se tomará el método de estimación implícito pues tiene mejor base teórica, el resultado es de 4.53%.

RP. Riesgo país. El riesgo país al 31 de diciembre de 2023 es 2.34%.

Según lo expuesto, el costo de capital K_e es 8.75%.

BETA	0.5585	Botton up betas - comparables
Riesgo país - Perú	2.34%	al 31 de diciembre 2023
Rf	3.88%	Tasa libre de riesgo al 31.12.2023
Rm	4.53%	ERP - Prima por riesgo 2023
CAPM + RP	8.75%	

Una vez obtenido el costo de capital K_e , a través de la metodología del CAPM, continuamos con el cálculo del WACC:

E. Equity. Es la capitalización bursátil, que es el valor total de la acciones de EEP. Este valor se obtiene del precio de la acción publicada en la BVL multiplicado por el número de acciones de la compañía y el tipo de cambio, resultando el valor de \$753,129,693 al año 2023.

Precio de acción	S/ 4.65	Cotización bursátil (BVL) al 31.12.2023
Nº acciones	601,370,011	31.12.2023
Capitalización	S/ 2,796,370,551	
T.C	3.71	31.12.2023
Capitalización bursátil (E)	\$753,129,693	

D. Deuda. El total de la deuda de EEP del año 2023 es la cantidad de \$549,721,555, corresponde al total de la deuda financiera.

Kd. Costo de la deuda. El la ponderación de las tasas de mercado tanto para préstamos y bonos cuyo resultado es 6.66%.

T. Tasa imponible. Tasa impositiva 29.5%.

Seguidamente, obtenemos el valor del Costo Promedio Ponderado de Capital - WACC que resultó en 7.48%. A continuación, exponemos su desarrollo:

Capitalización bursátil (E)	753,129,693	
Deuda Total (D)	549,721,555	
Efectivo	77,221,000	
Enterprise Value (EV)	1,225,630,248	EV =E+D-Efectivo
K_e	8.75%	
K_d	6.66%	
Impuesto	29.50%	

6.1.3 Supuestos de proyección de los estados financieros

Con el fin de valorizar la compañía EEP se pretende utilizar la información financiera de los últimos 7 años para identificar la tendencia en la evolución de la compañía. De igual forma, se pretende confeccionar una proyección a 5 años, debido a que la compañía EEP se encuentra cerca del inicio de una nueva tendencia global de migración a plantas de generación renovable (eólica y solar) siendo este periodo de proyección el plazo que se espera que tomaría la compañía EEP para consolidarse en el mercado de generadoras renovables.

Por otro lado, el giro de negocio de las generadoras eléctricas requiere del desarrollo y/o adquisición de nuevos proyectos renovables; y uno de los principales factores de crecimiento son los gastos de capital entre el CAPEX y OPEX que serían requeridos para resaltar la expansión de la oferta a través del portafolio de plantas generadoras; asimismo, se contrastaría tal crecimiento con el aumento de la demanda, a través de proyecciones del COES, ya que se considerarían factores de mercado más sofisticados que el simple incremento de la población, lo que permitiría tener una idea clara del crecimiento de la demanda de clientes libres y regulados.

Respecto a la estructura de la compañía, consideramos que EEP al ser una de las principales empresas de generación en el mercado local tiene la capacidad de adquirir financiamiento a largo plazo bajo condiciones atractivas. La deuda viene a ser su principal fuente de financiamiento para el desarrollo de futuras plantas de generación eléctrica renovable; esta representa una estrategia comercial más agresiva, que llevará al incremento del apalancamiento de EEP progresivamente en los próximos años.

Respecto al cálculo del valor terminal de la compañía EEP se esperaría un crecimiento a perpetuidad a partir del quinto año en adelante, considerando que el sector de generación eléctrica haya alcanzado una etapa de madurez, EEP operaría de forma a perpetuidad manteniendo un crecimiento similar al crecimiento a largo plazo de la demanda vegetativa.

A continuación, se detallan los supuestos de la proyección de los estados financieros de la compañía EEP ([ANEXO XXXIII](#)), los cuales se separan en Macroeconómicos, Generales y Especifico. Ver [ANEXO XXXIV](#)

6.1.4 Estimación del flujo de caja libre para la firma (FCFF)

Continuando con el análisis, en la siguiente tabla 27, se ha estimado el Flujo de caja libre para la firma (FCFF) por cinco años, considerando los supuestos de la Tabla 26 y las estrategias planteadas, desarrolladas en el capítulo anterior.

Tabla 6. Flujo de Caja Libre para la Firma (FCFF)

FLUJO DE EFECTIVO - ENGIE	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ganancia antes de Impuestos	100,175	12,611	196,348	193,197	174,713	224,698	273,504
Ingreso por Impuesto	-35,025	-6,611	-74,685	-73,487	-66,456	-85,469	-104,034
Depreciación	86,371	94,760	94,778	101,010	111,398	120,588	124,575
Amortización	934	904	861	862	863	864	865
Provisiones	986	1,097	1,620	1,978	2,059	2,139	2,325
Cambios en Capital de Trabajo	-79,313	-7,327	-62,777	-10,164	-10,106	-23,565	-21,829
CAPEX	-219,626	-8,446	-119,535	-197,910	-330,210	-291,877	-126,060
Flujo de Caja libre de la Firma	-145,498	86,988	36,610	15,486	-117,740	-52,622	149,347

Elaboración propia

Cabe señalar, que las provisiones e inventarios son activos que pueden desgastarse o dañarse, es por esta razón que se han incluido como parte de los activos en el presente cálculo.

6.1.5 Estimación del Enterprise value, valor para el accionista y valor por acción

Para iniciar, mediante el modelo de crecimiento perpetuo se calculó el valor terminal descontado:

MÉTODO DE CRECIMIENTO PERPETUO:	
Beta terminal	0.83
E(D+E) terminal	49.31%
Costo del equity (Ke)	9.96%
Costo del deuda (Kd)	5.55%
WACC Terminal	6.90%
Retorno esperado a LP (G)	2.50%
Ratio de reinversión LP	42%
Ingreso operativo al T+6	246,026
Valor terminal T+5	2,350,504
VALOR TERMINAL DESCONTADO	1,638,581

A continuación, se procedió con el cálculo del valor presente de los flujos de la compañía EEP entre los años 2024 hasta el 2028, los resultados obtenidos se muestran a continuación:

FLUJO DE EFECTIVO	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
-------------------	------	------	------	------	------	-------

Flujos descontados	34,061	13,405	-94,821	-39,429	104,113	17,328
---------------------------	--------	--------	---------	---------	---------	--------

A continuación, se procedió con la suma del valor presente de los flujos futuros y el valor terminal resultando en el valor de la compañía (Enterprise value), se le sumó el efectivo y se le restó la deuda obteniendo el valor del Equity:

Flujos descontados	17,328
Valor terminal	1,638,581
Valor de la compañía (Enterprise Value)	1,655,909
+ Efectivo (Cash)	77,221
- Deuda	-587,022
Valor del equity (USD)	1,146,108
Valor del equity (PEN)	4,250,916

Adicionalmente, considerando el valor negociado mensual (registro de cotizaciones históricas BVL) obtenemos el siguiente resultado:

Valor negociado mensual	6,073,023
Descuento por iliquidez	11.55%
Valor del equity ajustado por liquidez (PEN)	3,759,904
Número de acciones	601,370,011
Precio por acción (PEN)	6.25

Cabe precisar, que la moneda funcional de la compañía está en dólares, por lo que la valorización se ha desarrollado en dólares; sin embargo, algunos datos requeridos (valor de la acción) están en soles, motivo por cual se ha visto conveniente mostrar el resultado en Soles.

6.1.6 Análisis de sensibilidad

Hemos desarrollado el análisis de sensibilidad a las variables cuya modificación causen un mayor impacto en la valorización de la compañía EEP, entre las principales tenemos: el precio de generación y el descuento frente al precio de referencia; entrada de la competencia y el porcentaje de proyectos a retrasarse por año; y el costo de financiamiento y la tasa de interés aplicable a nuevos financiamientos:

- a) Precio de generación - Descuento frente al precio de referencia

Bajo el supuesto que EEP cobra un solo precio por la energía generada (precio promedio a clientes regulados y clientes libres) se compara con el precio de referencia de OSINERGMIN, donde la diferencia es -11%.

Tabla 7. Sensibilidad de precio de generación

PESIMISTA				BASE	ÓPTIMISTA			
-22.00%	-19.49%	-16.98%	-14.47%	-11.96%	-10.72%	-9.48%	-8.24%	-7.00%
3,631,372	3,663,505	3,695,638	3,727,771	3,759,904	3,775,785	3,791,667	3,807,548	3,823,430

Elaboración propia

b) Entrada de competencia – Porcentaje de proyectos a retrasarse por año.

Se utiliza un porcentaje sobre el precio de cada proyecto, variando el CAPEX y el financiamiento.

Tabla 8. Sensibilidad de entrada de competencia

PESIMISTA				BASE	ÓPTIMISTA			
100%	95.00%	90.00%	85.00%	80.00%	75.00%	70.00%	65.00%	60.00%
3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904

Elaboración propia

c) Costo de financiamiento - Tasa de interés aplicable a nuevos financiamientos

Se considera la tasa de interés como un spread sobre el SOFR, variando el gasto financiero.

Tabla 9. Sensibilidad de costo de financiamiento

PESIMISTA				BASE	ÓPTIMISTA			
20%	15.00%	10.00%	5.00%	0.00%	-5.00%	-10.00%	-15.00%	-20%
3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904	3,759,904

Elaboración propia

6.2 Otros métodos de valorización

6.2.1 Método de múltiplos de empresas comparables

Este es un método de valoración relativa que está relacionada en calcular el valor de una empresa comparándola con otras empresas del mercado que tengan las mismas características en el mismo sector (el precio actual). Para este caso, se tomó en consideración como principal dato el valor de los activos (principalmente son los que generan mayor valor) y se seleccionaron 12 empresas del sector a nivel mundial de similares características (activos fijos, capacidad instalada). En ese sentido, se vio por conveniente desarrollar el múltiplo EV/EBITDA, en primera instancia. A continuación, se muestra en el [ANEXO XXXVI](#):

Partiendo de la premisa que a menor ratio EV/EBITDA menor número de periodos para pagar la inversión, observamos que la compañía EEP tiene un ratio EV/EBITDA menor al promedio, lo que la convierte en una empresa deseable en el mercado, en promedio.

Rango de valorización por DCF con Crecimiento perpetuo

	Valor del equity	Precio por acción
Máximo	4,258,355	7.08
Mínimo	3,228,737	5.37

Rango de valorización por DCF con Liquidación activo fijo:

	Valor del equity	Precio por acción
Máximo	3,669,899	6.10
Mínimo	3,231,455	5.37

Rango de valorización por Múltiplos:

	Valor del equity	Precio por acción
Máximo	4,240,811	7.05
Mínimo	4,177,475	6.95

Valor en libros de la empresa:

	Valor del equity	Precio por acción
	3,850,437	6.40

6.2.2 Método de transacciones comparables

Para el método de transacciones comparables hemos tomado en consideración el valor del equity y el precio de la acción de las empresas Credicorp, Kallpa, Inteligo al año 2023, así como de la compañía EEP. A continuación, se muestra:

	Valor del equity	Precio por acción
Credicorp 2023	3,620,247	6.02
Kallpa 2023	3,608,220	6.00
Inteligo 2023	3,764,576	6.26
EEP 2023	3,759,904	6.25

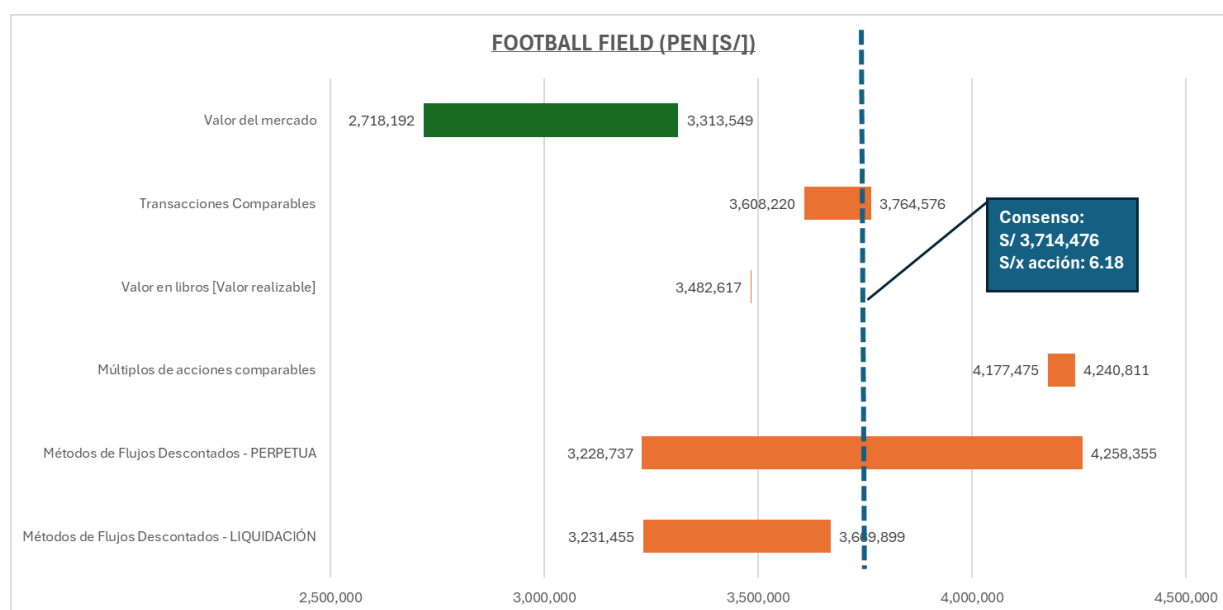
Observamos que el valor del equity y el precio por acción de EEP se encuentra dentro del rango del valor de las transacciones comparables de las tres empresas seleccionadas.

6.3 Análisis de los resultados

6.3.1 Football Field

A continuación, en el presente gráfico consolidamos los resultados de los comparativos estimados conforme a las metodologías desarrolladas:

Gráfico 2. Football Field



Elaboración propia

A fin de llegar a un consenso del valor al capital de EEP, se calculó el promedio de las 5 metodologías desarrolladas, llegando a un **valor de S/ 3,714 millones, lo que corresponde a un valor por acción de S/ 6.18.**

6.3.2 Estimación de Tesis pasadas

A manera de corroborar los resultados del valor de la acción de la presente investigación realizamos la revisión de las tesis pasadas de los últimos 7 años (Universidad del Pacífico) referente a la valorización de la compañía Energía Engie Perú S.A.:

Tabla 10. Tesis pasadas

Nº	Valoración	AUTORES	PRECIO S/.	FECHA
1	Engie Energía Perú S.A.	Burgos, Ángeles y Montoya, 2017	12.80	Diciembre, 2016
2	Engie Energía Perú S.A.	Manrique, Ramos y Yactayo, 2020	8.27	Diciembre, 2018
3	Engie Energía Perú S.A.	Echevarria, Granda y Laguna, 2021	8.70	Diciembre, 2019
4	Engie Energía Perú S.A.	Asti y Moreno, 2022	7.82	Diciembre, 2020

Elaboración propia. Fuente biblioteca virtual UP

Al respecto, el valor por acción estimada de las tesis pasadas de los últimos 7 años se encuentra entre S/ 12.80 y S/ 7.82, lo cual indica que el valor por acción de EEP ha mantenido una tendencia decreciente en este periodo de tiempo. Si bien valor estimado resultante de la presente valorización esta fuera del rango de estimaciones realizadas en las tesis pasadas, se considera que valor razonable, considerando que el desempeño histórico de EEP establece un punto de inicio más deteriorado, y que los retos e incertidumbre que este estudio espera para el futuro de EEP justifica un menor valor.

6.3.3 Opinión de analistas

Adicionalmente, a manera de confrontar la información resultante de la presente investigación hemos visto por convenientes recopilar las opiniones de los principales analistas del mercado en el periodo relativo al presente informe. El valor objetivo de la compañía EEP, observamos en la tabla siguiente un rango de estimaciones que oscilan entre S/ 5.65 y S/ 7.90, en promedio se espera un valor de S/. 6.42 por encima de su precio de mercado actual (S/ 4.65); sin embargo, dicho valor estaría en línea a la presente valoración por S/ 6.18.

Tabla 11. Opinión de los analistas sobre el precio objetivo

Nº	EMPRESA	ANALISTA	FECHA DE PUBLICACIÓN	PRECIO	RECOMENDACIÓN
1	INTELIGO SAB	VALERIA VALDIVIA	15/02/2023	7.60	COMPRAR
2	KALLPA SECURITIES SAB	MARCO CONTRERAS	15/02/2023	6.40	COMPRAR
3	CREDICORP CAPITAL	MIGUEL LEIVA	31/10/2023	6.02	COMPRAR
4	LARRAIN VIAL SAB	ALEXANDER VARSCHAVSKY	31/10/2023	5.65	NEUTRAL
PROMEDIO				6.42	

Elaboración propia

6.3.4 Conclusiones y Recomendaciones

En comparación al valor actual en el mercado peruano (S/ 4.65), se considera que el valor por las acciones de EEP están subvaluadas; por lo tanto, se recomienda COMPRAR las acciones de la compañía, bajo una expectativa de retorno de 6.58% anual, en horizonte de inversión de 5 años. Las nuevas tendencias en el mercado de generación eléctrica han iniciado una etapa de expansión y competencia por desarrollar centrales de generación con fuentes renovables, si bien estas condiciones han incrementado el nivel de riesgo en el sector, representan una oportunidad para los inversionistas con un moderado apetito al riesgo. Finalmente, cabe resaltar que las nuevas dinámicas de sector están en desarrollo y se requiere de un seguimiento a factores clave de sector como el desempeño de EEP a fin de mitigar pérdidas inesperadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- INFORME INTEGRADO ENGIE ENERGIA PERU S.A. 2021, 2022 y 2023
- Asti, José, Tesis, Trabajo de investigación, Maestría 2022
- Augusto, Tesis, Trabajo de investigación, Maestría UP 2017
- Manrique Luis, Tesis, Trabajo de Maestría, Maestría UP 2020
- Estados financieros de ENGIE Energy Peru 2019 – 2023, SMV
- Estados financieros de ENEL 2019 – 2023, SMV
- Reporte de Clasificación Apoyo & asociados, Kallpa, noviembre 2023
- Reporte de Clasificación Apoyo & asociados, Kallpa, mayo 2022
- Reporte de Clasificación Apoyo & asociados, Engie Energy Peru, noviembre 2023
- Reporte de Clasificación Apoyo & asociados, Engie Energy Peru, mayo 2021
- Informe de Clasificación, Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A., Engie Energy Peru, noviembre 2018.
- Informe: Esquema para la mejora en la implementación de nueva infraestructura de transmisión eléctrica, Grupo de Trabajo Especializado: Transmisión Eléctrica, julio 2020
- Libro: la industria de la electricidad en el Perú, 25 años de aportes al crecimiento económico del país, OSINERGMIN, 2016
- Boletín mensual, COES, abril 2024
- Boletín mensual, COES, diciembre 2023
- Boletín estadístico mensual electricidad, Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, agosto 2019.
- Boletín estadístico mensual electricidad, Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, diciembre 2020, 2021, 2022 y 2023.
- Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Perú, OLADE, julio 2013.
- Tesis De Pregrado, Universidad de Ingeniería y Tecnología-Lima, Romero Cavero, Raco Patricio, marzo 2021,
- Boletín diario, BVL, diciembre 2023
- Resultado trimestral – Inteligo SAB – febrero 2023, octubre 2023, abril 2024
- Resultado trimestral – Kallpa Securities – febrero 2023, octubre 2023, abril 2024
- Resultado trimestral – Credicorp Capital – febrero 2023, octubre 2023, abril 2024,
- Resultado trimestral – Larrain Vial SAB – febrero 2023, octubre 2023
- Valoración de Engie Energia Perú S.A. (Burgos, Ángeles y Montoya, 2017),
- Valoración de Engie Energia Perú S.A. (Echevarria, Granda y Laguna, 2021),
- Valoración de Engie Energia Perú S.A. (Manrique, Ramos y Yactayo, 2020),
- Valoración de Engie Energia Perú S.A. (Asti y Moreno, 2022)

ANEXOS

ANEXO I: CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE DE ENERGIA – COES 2021

CAPACIDAD INSTALADA PERU					
EMPRESA - INTERCONECTADAS	EOLICO	HIDRAULICO	SOLAR	SOLAR	TOTAL
Agro Industrial Paramonga S.A.A.				23.00	23.00
Agroaurora S.A.C.				37.50	37.50
Agroindustrias San Jacinto S.A.A.				21.71	21.71
Andean Power S.A.		20.00			20.00
Asociación Santa Lucia de Chacas		3.00			3.00
Atria Energía S.A.C.		1.80			1.80
Bioenergía del Chira S.A.				15.82	15.82
Celepsa Renovables S.R.L.		19.68			19.68
Central Hidroeléctrica de Langui S.A.		6.42			6.42
Centrales Santa Rosa S.A.C.		2.90			2.90
Chinango S.A.C		185.10			185.10
Cía Hidroeléctrica San Hilarión S.A.C.		0.60			0.60
Compañía Eléctrica El Platanal S.A.		220.00			220.00
Compañía Hidroeléctrica Tingo S.A.		1.65			1.65
Consortio Eléctrico Villacurí S.A.C.		1.67		9.90	11.57
E.A.W. Muller S.A.		0.59			0.59
Eléctrica Yanapampa S.A.C.		4.16			4.16
Electro Dunas S.A.A.		0.22		38.40	38.62
Electro Oriente S. A.		27.37		130.18	157.55
Electro Puno S.A.A.		4.50			4.50
Electro Sur Este S.A.A.		10.51		2.62	13.13
Electro Ucayali S.A.		0.87	0.01	3.52	4.40
Electro Zaña S.A.C.		13.20			13.20
Electrocentro S.A.		21.29		4.10	25.39
Electronoroeste S. A.		2.47		38.70	41.17
Electronorte S.A.		4.54		3.45	7.99
Electroperú S. A.		1,008.36		18.68	1,027.04
Emp. de Generación Eléctrica de Arequipa S. A.		177.09		62.52	239.61
Emp. de Generación Eléctrica del Sur S. A.		35.70		22.93	58.63
Emp. Gen y Comercializadora de Serv Pub de Elec. Pangoa		0.60			0.60
Empresa de Generación Eléctrica Canchayllo S.A.C.		5.00			5.00
Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.		74.77			74.77
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.		192.45		15.62	208.07
Empresa de Generación Eléctrica Rio Baños S.A.C.		20.00			20.00
Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.		114.00			114.00
Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.A.		19.99			19.99
Empresa de Generación Huallaga S.A.		456.00			456.00
Empresa de Generación Huanza S.A.		96.76			96.76
Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas		1.90			1.90
Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.		19.90			19.90
Empresa Eléctrica Rio Doble S.A.		20.00			20.00
Empresas del mercado eléctrico no informantes	0.70	7.66		14.18	22.54

Empresas del mercado eléctrico no informantes	0.70	7.66		14.18	22.54
Enel Distribución Perú S.A.A.		2.15		1.97	4.11
Enel Generación Perú S.A.A.		568.55		970.70	1,539.25
Enel Generación Piura S.A.				330.34	330.34
ENEL Green Power Perú S.A.	132.30		144.48		276.78
Energía Eólica S.A.	110.00				110.00
ENGIE Energía Perú S.A.		245.14	44.54	2,385.35	2,675.03
Fénix Power Perú S.A.				578.80	578.80
Generación Andina S.A.C.		27.40			27.40
Generadora de Energía del Perú S.A.		72.86			72.86
Genrent del Peru S.A.C.				81.20	81.20
GR Paino S.A.C.	18.37				18.37
GR Taruca S.A.C.	18.37				18.37
GTS Majes S.A.C.			22.00		22.00
GTS Repartición S.A.C.			22.00		22.00
Hidrandina S.A.		10.23		1.40	11.63
Hidro Pátapo S.A.C.		1.00			1.00
Hidrocañete S.A.		3.97			3.97
Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.		21.30			21.30
Huaura Power Group S.A.		19.20			19.20
Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C.				65.71	65.71
Inland Energy S.A.C.		100.00			100.00
Kallpa Generación S.A.		524.60		1,171.50	1,696.10
La Virgen S.A.C.		84.00			84.00
Maja Energía S.A.C.		3.80			3.80
Moquegua FV S.A.C.			16.00		16.00
Orazul Energy Perú S.A.		351.46			351.46
Panamericana Solar S.A.C.			20.00		20.00
Parque Eólico Marcona S.A.C.	32.10				32.10
Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	97.15				97.15
Peruana de Inversiones en Energía Renovables S.A.		19.78			19.78
Petramas S.A.C.				12.80	12.80
Planta de Reserva Fría de Generación Éten S.A.				235.63	235.63
Proyecto Especial Chavimochic		8.32		0.15	8.47
Samay I S.A.				616.00	616.00
SDF Energía S.A.C.				38.94	38.94
Shougang Generación Eléctrica S.A.				69.09	69.09
Sindicato Energético S.A.		59.20			59.20
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.		2.86		7.80	10.66
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.				203.21	203.21
Statkraft Perú S.A.		441.55			441.55
Tacna Solar S.A.C.			20.00		20.00
Termochilca S.A.				300.00	300.00
Termoselva S.R.L.				202.64	202.64
Uso propio (Autoproductoras varias)		130.90		1,345.82	1,476.73
TOTAL					15,280.88

ANEXO II: CENTRALES DE ENERGÍA

Nº	CENTRALES DE ENERGIA	UBICACIÓN	FUENTE DE GENERACION	POTENCIA NOMINAL (MW)	ENERGIA GENERADA (GWh)
1	C.E. PUNTA LOMITAS Y EXPANSION	ICA	EOLICA	260.00	707.80
2	C.S. INTIPAMPA	MOQUEGUA	SOLAR	44.54	107.20

3	C.H. QUITARACSA	ANCASH	AGUA	112.00	148.40
4	C.H. YUCAN	PASCO	AGUA	130.00	799.50
5	C.T. CHILCA UNO	LIMA	GAS NATURAL	862.20	6,039.10
6	C.T. CHILCA DOS	LIMA	GAS NATURAL	112.00	585.20
7	C.T. ILO 41	MOQUEGUA	VAPOR	720.00	308.00
8	C.T. ILO 31	MOQUEGUA	VAPOR	563.55	121.20
				2,805.00	8,816.40

Elaboración propia. Fuente: Reporte integral EEP 2023.

ANEXO III: LINEAS DE TRANSMISIÓN

LINEA DE TRANSMISION	LONGITUD (km)	VOLTAJE kilovoltio (kV)	CAPACIDAD Megavoltiamperio (MVA)	AÑO DE INGRESO
Ilo 4-Montalvo - L5039	75.00	500	1400	2016
Ilo 2-Moquegua - L2027	72.50	220	400	2000
Ilo 2-Moquegua - L2028	72.50	220	400	2000
Punta Lomitas-S.E. Derivación - L2313	60.01	220	300	2022
Punta Lomitas-S.E. Derivación - L2314	60.01	220	300	2022
Santa Isabel-Carhuamayo Nueva - L2266	50.01	220	260	2006
Moquegua-Botiflaca 1 - L1381	30.80	138	196	2000
Intipampa-MillSite - L1394	28.00	138	100	2000
Moquegua-Intipampa - L1384	10.70	138	100	2000
Moquegua-Botiflaca 2 (*) - L1384	5.80	138	160	2000
Quitarcasa-Kiman Ayllu - L2277	5.50	220	150	2015
Ilo 1-Moquegua (**)- L1383	2.30	138	130	2000
S.E. Chilca Uno-S.E. Chilca 220 Kv - L2101	1.00	220	800	2007
S.E. Chilca Uno-S.E. Chilca 220 kV -L2102	1.00	220	800	2007
Chilca Dos TV-Chilca Uno - L2122	0.50	220	150	2016
Chilca Dos TG-Chilca Uno - L2121	0.50	220	150	2016
				476.13

Elaboración propia. Fuente: Reporte integral EEP. 2023

ANEXO IV: ACCIONISTAS

ACCIONISTAS	NUMERO DE ACCIONES	%	NACIONALIDAD	GRUPO ECONÓMICO
INTERNATIONAL POWER S.A.	371,478,620	61.77%	BELGA	ENGIE
AFP PRIMA - FONDO 2	45,445,627	7.56%	PERUANA	GRUPO ROMERO
AFP INTEGRAL - FONDO 2	44,798,967	7.46%	PERUANA	SURA
AFP PROFUTURO - FONDO 2	25,216,881	4.19%	PERUANA	GRUPO SCOTIABANK
OTROS	114,380,907	19.02%	VARIOS	OTROS

601,321,002.00	100.00%
----------------	---------

Elaboración Propia. Fuente Reporte Integrado EEP año 2023

ANEXO V: GRUPO ECONÓMICO ENGIE

EMPRESAS	ACCIONISTA	%
ELETRABEL S.A.	ENGIE S.A.	99%
INTERNATIONAL POWER LTD	ELETRABEL S.A.	100%
INTERNATIONAL POWER (ZEBRA) LIMITED	INTERNATIONAL POWER LTD	100%
GDF SUEZ LUXEMBURGO S.A.R.L	INTERNATIONAL POWER (ZEBRA) LIMITED	100%
INTERNATIONAL POWER S.A.	GDF SUEZ LUXEMBURGO S.A.R.L	100%
ENGIE ENERGIA PERU S.A.	INTERNATIONAL POWER S.A.	62%

Elaboración Propia. Fuente Reporte Integrado EEP año 2023

ANEXO VI: VENTAS POR ACTIVIDAD MATRIZ ENGIE AÑO 2023 (EUROS EN MILLONES)

VENTAS POR ACTIVIDAD - MATRIZ ENGIE (EUROS en millones)		
ACTIVIDAD	2023	PARTICIPACIÓN
ENERGÍA Y VENTAS GLOBALES	37,221	45%
MINORISTA	16,443	20%
SOLUCIONES ENERGÉTICAS	11,033	13%
INFRAESTRUCTURA	6,873	8%
RENOVABLES	5,512	7%
PRODUCCIÓN FLEXIBLE	5,264	6%
NUCLEAR	118	0%
OTROS	101	0%
TOTAL	82,565	100%

Elaboración propia. Fuente: Marketscreen.com/Engie.

ANEXO VII: VENTAS POR REGIÓN MATRIZ ENGIE AÑO 2023 (EUROS EN MILLONES)

VENTAS POR REGIÓN - MATRIZ ENGIE (EUROS en millones)		
REGIÓN	2023	PARTICIPACIÓN
FRANCIA	36,676	44%
OTROS, UNIÓN EUROPEA	18,303	22%
BÉLGICA	8,408	10%
AMÉRICA DEL NORTE	5,329	6%
AMÉRICA DEL SUR	4,715	6%
OTROS PAISES EUROPEOS	4,480	5%
ASIA, MEDIO ORIENTE Y OCEANÍA	4,366	5%

AFRICA	289	0%
TOTAL	82,566	100%

Elaboración propia. Fuente: Marketscreen.com/Engie.

ANEXO VIII: CAPACIDAD INSTALADA MATRIZ ENGIE AÑO 2023

CAPACIDAD INSTALADA	GW
Capacidad instalada de producción de energía eléctrica nuclear	4.3
Capacidad instalada total en renovables	41.4
Capacidad instalada de producción térmica eléctrica	58.5
Capacidad instalada de producción de energía (calor, frío, electricidad, etc.) descentralizada	25.3

Elaboración propia. Fuente: www.engie.com

ANEXO IX: PROVEEDORES POR CATEGORIA DE EEP

CATEGORÍA	NÚMERO DE PROVEEDORES	% DE REPRESENTACIÓN DE GASTOS EN OPERACIONES
Proveedores críticos	25	39%
Otros proveedores	1,289	58%
Proveedores de alta incidencia en la actividad de seguridad y salud ocupacional, medio ambiente y calidad - SSOMAC (ISO 9001)	67	3%
	1,381	

Elaboración Propia. Fuente Reporte Integrado EEP año 2023.

ANEXO X: LISTADO DE CLIENTES LIBRES. DIC. 2023

CLIENTE	POTENCIA CONTRATADA EN HORA PUNTA (MW)	POTENCIA CONTRATADA FUERA DE HORA
Anglo America Quellaveco S.A.	187.4	187.4
Compañía Minera Antamina S.A.	170	170
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.	170	170
Marcobre S.A.C.	84	84
Yura S.A.	62	70
Volcan Compañía Minera S.A.A.	53.9	53.9
Corporacion Electrica Del Ecuador Celec EP	40	40
Gloria S.A.	31	31

Industria Cachimayo S.A.	29	29
Minera Shouxin Peru S.A.	25.5	25.5
Trupal S.A.	25	25
Empresa Administradora Cerro S.A.C.	22.44	22.44
Lima Airport Partners S.R.L.	19.8	19.8
Administradora Jockey Plaza Shopping Center S.A.	17	17
Compañía Minera Chungar S.A.C.	16.94	16.94
Pesquera Diamante S.A.	12	12
Austral Group S.A.A.	10	10
Esmeralda Corp S.A.C.	10	10
San Fernando S.A.	7.17	7.17
Productos de Acero Cassado S.A.	7.1	7.1
Parque Lambramani S.A.C.	6.06	6.06
Casa Grande S.A.A.	6	6
Linde Peru S.R.L.	5.9	5.9
Inversiones San Borja S.A.	5.58	5.58
Inversiones Nacionales De Turismo S.A.	5.13	5.13
Cartavio S.A.A.	5	5
Otros Clientes Menores A 4 Mw	65.6	89.45
Total	1,099.52	1,131.37

ANEXO XI: LISTADO DE CLIENTES REGULADOS. DIC. 2023

CONTRATOS DE LICITACIONES DE LARGO PLAZO	
CLIENTE	POTENCIA CONTRATADA (MW)
Luz Del Sur S.A.A.	167.65
Enel Distribución Peru S.A.A.	124.88
Electronoreste S.A.	36.08
Sociedad Electrica Del Sur Oeste S.A.	30.60
Electro Sur Este S.A.A.	16.99
Electrosur S.A.	12.50
Hidrandina S.A.	7.64
Electronorte S.A.	4.23
Electropuno S.A.	2.69
TOTAL	403.26
CONTRATOS BILATERALES	
Enel Distribución Peru S.A.A.	85.00
Grupo Distriluz	78.51
Sociedad Electrica del Sur Oeste S.A.	41.86
Consorcio Eléctrico de Villacur S.A.C.	20.98
Electro Sur Este S.A.A. (Mercado Regulado)	16.50
Electrosur S.A.	13.75
Electro Sur Este S.A.A.	3.20
Electronoroeste S.A.	2.50
Electro Ucayali S.A.	2.40

TOTAL	264.70
--------------	---------------

ANEXO XII: CARTERA DE CLIENTES POR POTENCIA CONTRATADA

CARTERA DE CLIENTES	POTENCIA CONTRATADA EN HORA PUNTA (MW)
Cientes libres	1,099.52
Empresas distribuidoras - Contratos	667.94
TOTAL	1,767.46

Elaboración Propia. Fuente: Reporte Integrado EEP año 2023

ANEXO XIII: CUMPLIMIENTO DE LA EMPRESA EEP VS. ENEL AÑO 2022 Y AÑO 2023

EMPRESA	2022				2023			
	Si cumple con el principio	%	No cumple con el principio	%	Si cumple con el principio	%	No cumple con el principio	%
ENGIE	79	72%	31	28%	78	71%	32	29%
ENEL	89	76%	28	24%	89	75%	29	25%

Elaboración Propia. Fuente: SMV, Gobierno corporativo, reporte comparativo emisores

ANEXO XIV: PILARES DE EEP AÑO 2023

PILARES	EEP			
	2023			
	SI	%	NO	%
PILAR I	9	64%	5	36%
PILAR II	10	67%	5	33%
PILAR III	30	68%	14	32%
PILAR IV	13	100%	0	0%
PILAR V	2	33%	4	67%

Elaboración Propia. Fuente: SMV, Gobierno corporativo, reporte comparativo emisores

ANEXO XV: PILARES DE EEP AÑO 2023

PILARES	ENEL			
	2023			
	SI	%	NO	%
PILAR I	11	85%	2	15%
PILAR II	11	73%	4	27%

PILAR III	36	82%	8	18%
PILAR IV	10	77%	3	23%
PILAR V	2	29%	5	71%

Elaboración Propia. Fuente: SMV, Gobierno corporativo, reporte comparativo emisores

ANEXO XVI: ANALISIS PESTEL

Perfil	Factores	Muy Negativo	Negativo	Neutro	Positivo	Muy Positivo
P	Medidas políticas populares.	X				
	Precios regulados por el gobierno basado en costos marginales.			X		
	Desarrollo de proyectos bajo concesiones.				X	
Econo	Alto costo de capital		X			
	Vinculado al crecimiento de la economía.				X	
	Poca flexibilidad en precios.			X		
	Exposición al tipo de cambio.		X			
S	Se provee un bien de primera necesidad.					X
	Respuesta negativa si no se garantiza la continuidad del servicio.		X			
T	Alto desarrollo de tecnología en activos fijos.					X
	Mayor demanda por transformación digital.				X	
	Manejo de gran cantidad de data para reportes.			X		
Eco	Fuentes de generación eléctrica son recursos naturales.			X		
	Graves multas en daño ambientales.	X				
	Tendencia en uso de fuentes renovables.					X
L	Licencias en la gestión de proyectos.				X	
	Alta contratación de terceros.			X		
	Acuerdos legales a plazo con clientes.				X	

Elaboración propia

ANEXO XVII: EMPRESAS GENERADORAS ELECTRICAS NACIONALES

EMPRESAS GENERADORAS	PROPORCIÓN DEL MERCADO %	PRODUCCIÓN 2023 GWh
KALLPA	20	11,387
ENGIE	15	8,816
ENEL GENERACIÓN PERU	14	8,397
ELECTRO PERÚ	11	6,191
FENIX POWER	6	3,384
STARKRAFT	4	2,338
ORAZUL	4	2,072
D. DE G. HUALLAGA	3	1,811
OTRAS	23	14,000
TOTAL	100	58,396

Fuente: Boletín Estadístico Mensual Electricidad 12.2023 – Sociedad Nacional de Minería, petróleo y energía – SNMPE

ANEXO XVIII: ESTADOS FINANCIEROS

BALANCE GENERAL EEP (2017-2023):

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BALANCE GENERAL							
ACTIVO	2,257,928	2,220,862	2,205,268	2,181,314	2,252,705	2,390,985	2,315,177
ACTIVO CORRIENTE	277,494	292,043	310,892	313,135	377,125	372,003	384,094
Caja-Bancos	37,180	74,617	91,897	99,864	193,951	80,928	77,221
Valores Negociables	-	-	-	-	-	-	-
Ctas, por Cobrar Comerciales (Neto)	98,096	84,315	82,730	76,071	80,754	149,887	149,515
<i>Cuentas por Cobrar Comerciales</i>	98,096	84,315	82,730	76,071	80,754	149,887	149,515
<i>Provisión Cobranza Dudosa</i>	-	-	-	-	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar (Neto)	11,046	8,803	8,856	11,193	12,498	28,232	27,069
<i>Otras Cuentas por Cobrar</i>	11,046	8,803	8,856	11,193	12,498	28,232	27,069
<i>Provisión Cobranza Dudosa</i>	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por Cobrar Emp, del Sector	1,544	250	161	22	61	39	43
Existencias	83,666	84,300	76,217	77,746	81,489	102,996	117,069
Gastos Pagados por Anticipado	45,962	39,758	51,031	48,239	8,372	9,921	13,177
ACTIVO NO CORRIENTE	1,980,434	1,928,819	1,894,376	1,868,179	1,875,580	2,018,982	1,931,083
Inversiones en Valores	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por Cobrar Comerciales	-	-	-	-	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar	56,723	39,390	70,563	79,523	86,099	80,709	81,646
Cuentas por Cobrar Emp, del Sector	-	-	-	-	-	-	-
Inmuebles, Maq, y Equipos (Neto)	1,822,871	1,828,646	1,758,414	1,719,731	1,740,609	1,871,761	1,785,200
<i>Inmuebles, Maq, y Equipos</i>	-	2,502,067	2,438,672	2,472,087	2,578,802	2,796,807	2,796,554
<i>Depreciación Acumulada</i>	-	673,761	680,480	753,466	839,606	925,290	1,012,255
Otros Activos	100,840	60,783	65,399	68,925	48,872	66,512	64,237
PASIVO Y PATRIMONIO	2,258,246	2,220,862	2,205,268	2,181,314	2,252,705	2,390,985	2,315,177
PASIVO	1,220,856	1,130,017	1,067,998	1,014,329	1,107,276	1,193,047	1,141,472
PASIVO CORRIENTE	316,179	200,933	194,727	169,290	307,118	224,693	200,534
Sobregiros Bancarios	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por Pagar Comerciales	41,419	41,854	61,652	61,129	60,520	71,520	77,992
Otras Cuentas por Pagar	41,048	23,926	22,575	21,274	39,226	58,859	54,021
Cuentas por Pagar Emp, del Sector	44,693	3,946	865	798	1,403	1,708	1,614
Deudas a Largo Plazo (parte cte,)	189,019	131,207	109,635	86,089	205,969	92,606	66,907
Ganancias Diferidas	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-
PASIVO NO CORRIENTE	904,677	929,084	873,271	845,039	800,158	968,354	940,938
Deuda a Largo Plazo	648,046	620,626	519,971	409,868	331,763	513,931	520,115
Ctas, por Pagar Diversas no Ctes,	-	-	6,544	2,322	-	-	-
Cuentas por Pagar Emp, del Sector	-	-	-	-	-	-	-
Provisión Beneficios Sociales	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias Diferidas	246,739	281,701	330,467	370,270	368,063	377,306	353,792
Otros Pasivos	9,892	26,757	16,289	62,579	100,332	77,117	67,031
PATRIMONIO NETO	1,037,390	1,090,845	1,137,270	1,166,985	1,145,429	1,197,938	1,173,705
Capital Social	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079
Capital Adicional	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922
Reservas	56,411	48,733	56,190	59,151	34,809	56,523	56,370
Resultados Acumulados	596,248	678,810	721,831	764,957	790,465	821,264	856,334
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	129,730	108,301	104,248	87,876	65,154	65,150	6,000

ESTADO DE RESULTADOS DE EEP (2017-2023):

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ESTADOS DE RESULTADOS							
INGRESOS	682,606	520,979	536,374	484,104	532,206	555,007	671,803
Venta Energía Eléctrica al Público	537,168	499,014	517,742	468,764	513,002	535,385	659,398
Venta Energía Precios en Barra	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia COES	-	-	-	-	-	-	-
Peajes y Uso Instal. Transmisión	106,590	3,066	3,910	3,054	2,671	3,387	3,494
Otros Ingresos	38,848	18,899	14,722	12,286	16,533	16,235	8,911
GASTOS	440,093	333,449	369,883	331,117	389,833	445,692	642,164
Gastos de Generación	444,416	327,647	331,318	303,751	370,953	429,861	560,328
Gastos de Transmisión	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de Distribución	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de Comercialización	-	-	-	-	-	-	-
Gastos Generales y Administrativos	- 4,323	5,802	38,565	27,366	18,880	15,831	81,836
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION	242,513	187,530	166,491	152,987	142,373	109,315	29,639
OTROS INGRESOS (EGRESOS)	- 43,901	- 34,924	- 23,096	- 26,548	- 23,911	- 9,040	- 17,028
Ingresos Financieros	1,811	5,725	5,883	4,355	1,434	2,300	5,493
Gastos Financieros	- 53,610	- 45,135	- 37,601	- 31,201	- 24,953	- 20,640	- 31,704
Transf. Corrientes D.S.065-87-EF	-	-	-	-	-	-	-
Diferencia en Cambio	1,880	- 2,450	1,147	- 6,309	4,557	4,296	460
Otros Ingresos (Egresos)	6,018	6,936	7,475	6,607	4,165	5,004	8,723
Ingresos (Egresos) de Ej. Anteriores	-	-	-	-	-	-	-
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DEL REI	198,612	152,606	143,395	126,439	118,462	100,275	12,611
Particip. Utilidad Trabajadores	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto a la Renta	- 68,883	- 44,236	- 39,148	- 38,564	- 53,309	- 35,025	- 6,611
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	129,729	108,370	104,247	87,875	65,153	65,250	6,000

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO (2017-2023):

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Venta de Bienes y Prestación de Servicios	829,506	798,006	807,025	746,871	796,703	792,843	1,020,633
<i>Cobros a clientes / Ventas</i>	1.03	1.30	1.28	1.31	1.27	1.21	1.29
Otros Cobros de Efectivo Relativos a las Actividades de Operación	57,612	24,021	31,327	28,802	11,955	3,516	17,200
<i>Cobros otros / Otros ingresos</i>	1.92	1.05	3.08	5.49	2.12	0.53	0.44
Intereses Recibidos (no incluidos en la Actividad de Inversión)	1,009	720	1,776	1,085	1,498	1,986	2,981
<i>Cobro intereses / Ingresos financieros</i>	0.56	0.13	0.30	0.25	1.04	0.86	1
Cobros:	888,127	822,747	840,128	776,758	810,156	798,345	1,040,814
Proveedores de Bienes y Servicios	- 417,708	- 428,693	- 446,543	- 445,436	- 502,978	- 594,066	- 731,535
<i>Pago proveedores / Costo de ventas</i>	0.9	1.3	1.3	1.5	1.4	1.4	1.31
Pagos a y por Cuenta de los Empleados	- 23,956	- 25,504	- 26,996	- 32,145	- 24,690	- 32,855	- 35,376
<i>Pagos empleados / gastos administrativos</i>	0.99	1.14	1.20	1.47	1.23	1.55	1.38
Otros Pagos de Efectivo Relativos a las Actividades de Operación	- 11,842	- 12,080	- 14,403	- 13,480	- 11,086	- 2,918	- 585
<i>Otros pagos / Otros gastos</i>	7.54	1.89	0.55	1.25	2.48	2.27	0.01
Intereses Pagados (no incluidos en la Actividad de Financiación)	- 46,173	- 37,555	- 29,105	- 22,938	- 13,213	- 15,404	- 17,733
<i>Pago intereses / Gastos financieros</i>	0.86	0.83	0.77	0.74	0.53	0.75	0.56
Impuestos a las Ganancias (Pagados) Reembolsados	- 107,367	- 85,493	- 89,647	- 66,755	- 68,609	- 97,594	- 92,374
<i>Pago intereses / Ganancias antes de impuestos</i>	0.54	0.56	0.63	0.53	0.58	0.97	7.32
Pagos:	- 607,046	- 589,325	- 606,694	- 580,754	- 620,576	- 742,837	- 877,603
Flujo de efectivo operativo	281,081	233,422	233,434	196,004	189,580	55,508	163,211

Venta de Propiedades, Planta y Equipo	54	-	5,085	5	417	154	174
Cobros:	54	-	5,085	5	417	154	174
Compra de Propiedades, Planta y Equipo	- 39,893	- 63,000	- 32,464	- 21,563	- 103,712	- 198,266	- 102,684
Compra de Activos Intangibles	- 123	- 59	- 38	- 48	-	-	-
Pagos:	- 40,016	- 63,059	- 32,502	- 21,611	- 103,712	- 198,266	- 102,684
Flujos de Efectivos para inversión	- 39,962	- 63,059	- 27,417	- 21,606	- 103,295	- 198,112	- 102,510
Obtención de Préstamos	207,305	120,336	12,440	-	200,000	264,000	86,000
Amortización o Pago de Préstamos	- 261,283	- 29,973	- 12,440	- 15,043	- 50,000	- 199,292	- 120,000
Pasivos por Arrendamiento Financiero	- 126,510	- 189,247	- 123,458	- 90,267	- 79,831	- 1,064	-
Dividendos Pagados	- 51,710	- 34,042	- 65,279	- 61,121	- 62,367	- 34,063	- 30,408
Flujo de efectivo para financiamiento	- 232,198	- 132,926	- 188,737	- 166,431	7,802	29,581	- 64,408

ANEXO XIX. ANÁLISIS HORIZONTAL Y VERTICAL DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

ENGIE ENERGIA PERU S.A.								<i>Analisis horizontal: Variación anual</i>						
<i>Información de Estados Financieros</i>								2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023							
BALANCE GENERAL														
ACTIVO	2,257,928	2,220,862	2,205,268	2,181,314	2,252,705	2,390,985	2,315,177	-2%	-1%	-1%	3%	6%	-3%	0.5%
ACTIVO CORRIENTE	277,494	292,043	310,892	313,135	377,125	372,003	384,094	5%	6%	1%	20%	-1%	3%	6%
Caja-Bancos	37,180	74,617	91,897	99,864	193,951	80,928	77,221	101%	23%	9%	94%	-58%	-5%	27%
Valores Negociables	-	-	-	-	-	-	-							
Ctas, por Cobrar Comerciales (Neto)	98,096	84,315	82,730	76,071	80,754	149,887	149,515	-14%	-2%	-8%	6%	86%	0%	11%
<i>Cuentas por Cobrar Comerciales</i>	98,096	84,315	82,730	76,071	80,754	149,887	149,515							
<i>Provisión Cobranza Dudosa</i>	-	-	-	-	-	-	-							
Otras Cuentas por Cobrar (Neto)	11,046	8,803	8,856	11,193	12,498	28,232	27,069	-20%	1%	26%	12%	126%	-4%	23%
<i>Otras Cuentas por Cobrar</i>	11,046	8,803	8,856	11,193	12,498	28,232	27,069							
<i>Provisión Cobranza Dudosa</i>	-	-	-	-	-	-	-							
Cuentas por Cobrar Emp, del Sector	1,544	250	161	22	61	39	43	-84%	-36%	-86%	177%	-36%	10%	-9%
Existencias	83,666	84,300	76,217	77,746	81,489	102,996	117,069	1%	-10%	2%	5%	26%	14%	6%
Gastos Pagados por Anticipado	45,962	39,758	51,031	48,239	8,372	9,921	13,177	-13%	28%	-5%	-83%	19%	33%	-4%
ACTIVO NO CORRIENTE	1,980,434	1,928,819	1,894,376	1,868,179	1,875,580	2,018,982	1,931,083	-3%	-2%	-1%	0%	8%	-4%	0%
Inversiones en Valores	-	-	-	-	-	-	-							
Cuentas por Cobrar Comerciales	-	-	-	-	-	-	-							
Otras Cuentas por Cobrar	56,723	39,390	70,563	79,523	86,099	80,709	81,646	-31%	79%	13%	8%	-6%	1%	11%
Cuentas por Cobrar Emp, del Sector	-	-	-	-	-	-	-							
Inmuebles, Maq, y Equipos (Neto)	1,822,871	1,828,646	1,758,414	1,719,731	1,740,609	1,871,761	1,785,200	0%	-4%	-2%	1%	8%	-5%	0%
<i>Inmuebles, Maq, y Equipos</i>	-	2,502,067	2,438,672	2,472,087	2,578,802	2,796,807	2,796,554							
<i>Depreciación Acumulada</i>	-	673,761	680,480	753,466	839,606	925,290	1,012,255							
Otros Activos	100,840	60,783	65,399	68,925	48,872	66,512	64,237	-40%	8%	5%	-29%	36%	-3%	-4%
PASIVO Y PATRIMONIO	2,258,246	2,220,862	2,205,268	2,181,314	2,252,705	2,390,985	2,315,177	-2%	-1%	-1%	3%	6%	-3%	0%
PASIVO	1,220,856	1,130,017	1,067,998	1,014,329	1,107,276	1,193,047	1,141,472	-7%	-5%	-5%	9%	8%	-4%	-1%
PASIVO CORRIENTE	316,179	200,933	194,727	169,290	307,118	224,693	200,534	-36%	-3%	-13%	81%	-27%	-11%	-1%
Sobregiros Bancarios	-	-	-	-	-	-	-							
Cuentas por Pagar Comerciales	41,419	41,854	61,652	61,129	60,520	71,520	77,992	1%	47%	-1%	-1%	18%	9%	12%
Otras Cuentas por Pagar	41,048	23,926	22,575	21,274	39,226	58,859	54,021	-42%	-6%	-6%	84%	50%	-8%	12%
Cuentas por Pagar Emp, del Sector	44,693	3,946	865	798	1,403	1,708	1,614	-91%	-78%	-8%	76%	22%	-6%	-14%
Deudas a Largo Plazo (parte cte,)	189,019	131,207	109,635	86,089	205,969	92,606	66,907	-31%	-16%	-21%	139%	-55%	-28%	-2%
Ganancias Diferidas	-	-	-	-	-	-	-							
Otros	-	-	-	-	-	-	-							
PASIVO NO CORRIENTE	904,677	929,084	873,271	845,039	800,158	968,354	940,938	3%	-6%	-3%	-5%	21%	-3%	1%
Deuda a Largo Plazo	648,046	620,626	519,971	409,868	331,763	513,931	520,115	-4%	-16%	-21%	-19%	55%	1%	-1%
Ctas, por Pagar Diversas no Ctes,	-	-	6,544	2,322	-	-	-				-65%	-100%		-82%
Cuentas por Pagar Emp, del Sector	-	-	-	-	-	-	-							
Provisión Beneficios Sociales	-	-	-	-	-	-	-							
Ganancias Diferidas	246,739	281,701	330,467	370,270	368,063	377,306	353,792	14%	17%	12%	-1%	3%	-6%	7%
Otros Pasivos	9,892	26,757	16,289	62,579	100,332	77,117	67,031	170%	-39%	284%	60%	-23%	-13%	73%
PATRIMONIO NETO	1,037,390	1,090,845	1,137,270	1,166,985	1,145,429	1,197,938	1,173,705	5%	4%	3%	-2%	5%	-2%	2%
Capital Social	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Capital Adicional	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Reservas	56,411	48,733	56,190	59,151	34,809	56,523	56,370	-14%	15%	5%	-41%	62%	0%	5%
Resultados Acumulados	596,248	678,810	721,831	764,957	790,465	821,264	856,334	14%	6%	6%	3%	4%	4%	6%
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	129,730	108,301	104,248	87,876	65,154	65,150	6,000	-17%	-4%	-16%	-26%	0%	-91%	-25%

ENGIE ENERGIA PERU S.A.

Información de Estados Financieros

Análisis horizontal: Variación anual

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
ESTADOS DE RESULTADOS														
INGRESOS	682,606	520,979	536,374	484,104	532,206	555,007	671,803	-24%	3%	-10%	10%	4%	21%	1%
Venta Energía Eléctrica al Público	537,168	499,014	517,742	468,764	513,002	535,385	659,398	-7%	4%	-9%	9%	4%	23%	4%
Venta Energía Precios en Barra	-	-	-	-	-	-	-							
Transferencia COES	-	-	-	-	-	-	-							
Peajes y Uso Instal. Transmisión	106,590	3,066	3,910	3,054	2,671	3,387	3,494	-97%	28%	-22%	-13%	27%	3%	-12%
Otros Ingresos	38,848	18,899	14,722	12,286	16,533	16,235	8,911	-51%	-22%	-17%	35%	-2%	-45%	-17%
GASTOS	440,093	333,449	369,883	331,117	389,833	445,692	642,164	-24%	11%	-10%	18%	14%	44%	9%
Gastos de Generación	444,416	327,647	331,318	303,751	370,953	429,861	560,328	-26%	1%	-8%	22%	16%	30%	6%
Gastos de Transmisión	-	-	-	-	-	-	-							
Gastos de Distribución	-	-	-	-	-	-	-							
Gastos de Comercialización	-	-	-	-	-	-	-							
Gastos Generales y Administrativos	- 4,323	5,802	38,565	27,366	18,880	15,831	81,836	-234%	565%	-29%	-31%	-16%	417%	112%
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION	242,513	187,530	166,491	152,987	142,373	109,315	29,639	-23%	-11%	-8%	-7%	-23%	-73%	-24%
OTROS INGRESOS (EGRESOS)	- 43,901	- 34,924	- 23,096	- 26,548	- 23,911	- 9,040	- 17,028	-20%	-34%	15%	-10%	-62%	88%	-4%
Ingresos Financieros	1,811	5,725	5,883	4,355	1,434	2,300	5,493	216%	3%	-26%	-67%	60%	139%	54%
Gastos Financieros	- 53,610	- 45,135	- 37,601	- 31,201	- 24,953	- 20,640	- 31,704	-16%	-17%	-17%	-20%	-17%	54%	-6%
Transf. Corrientes D.S.065-87-EF	-	-	-	-	-	-	-							
Diferencia en Cambio	1,880	2,450	1,147	6,309	4,557	4,296	460	-230%	-147%	-650%	-28%	-194%	-89%	-223%
Otros Ingresos (Egresos)	6,018	6,936	7,475	6,607	4,165	5,004	8,723	15%	8%	-12%	-37%	20%	74%	11%
Ingresos (Egresos) de Ej. Anteriores	-	-	-	-	-	-	-							
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DEL REI	198,612	152,606	143,395	126,439	118,462	100,275	12,611	-23%	-6%	-12%	-6%	-15%	-87%	-25%
Particip. Utilidad Trabajadores	-	-	-	-	-	-	-							
Impuesto a la Renta	- 68,883	- 44,236	- 39,148	- 38,564	- 53,309	- 35,025	- 6,611	-36%	-12%	-1%	38%	-34%	-81%	-21%
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	129,729	108,370	104,247	87,875	65,153	65,250	6,000	-16%	-4%	-16%	-26%	0%	-91%	-25%
PROMEDIO PONDERADO DE NUMERO DE ACCIONES COMUNES	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011							

ANALISIS VERTICAL DE LOS EEEFF

ENGIE ENERGIA PERU S.A.								Análisis vertical: Margenes							
Información de Estados Financieros															
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
BALANCE GENERAL															
ACTIVO	2,257,928	2,220,862	2,205,268	2,181,314	2,252,705	2,390,985	2,315,177	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
ACTIVO CORRIENTE	277,494	292,043	310,892	313,135	377,125	372,003	384,094	12%	13%	14%	14%	17%	16%	17%	15%
Caja-Bancos	37,180	74,617	91,897	99,864	193,951	80,928	77,221	2%	3%	4%	5%	9%	3%	3%	4%
Valores Negociables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ctas, por Cobrar Comerciales (Neto)	98,096	84,315	82,730	76,071	80,754	149,887	149,515	4%	4%	4%	3%	4%	6%	6%	5%
<i>Cuentas por Cobrar Comerciales</i>	98,096	84,315	82,730	76,071	80,754	149,887	149,515								
<i>Provisión Cobranza Dudosa</i>	-	-	-	-	-	-	-								
Otras Cuentas por Cobrar (Neto)	11,046	8,803	8,856	11,193	12,498	28,232	27,069	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
<i>Otras Cuentas por Cobrar</i>	11,046	8,803	8,856	11,193	12,498	28,232	27,069								
<i>Provisión Cobranza Dudosa</i>	-	-	-	-	-	-	-								
Cuentas por Cobrar Emp, del Sector	1,544	250	161	22	61	39	43	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Existencias	83,666	84,300	76,217	77,746	81,489	102,996	117,069	4%	4%	3%	4%	4%	4%	5%	4%
Gastos Pagados por Anticipado	45,962	39,758	51,031	48,239	8,372	9,921	13,177	2%	2%	2%	2%	0%	0%	1%	1%
ACTIVO NO CORRIENTE	1,980,434	1,928,819	1,894,376	1,868,179	1,875,580	2,018,982	1,931,083	88%	87%	86%	86%	83%	84%	83%	85%
Inversiones en Valores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por Cobrar Comerciales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar	56,723	39,390	70,563	79,523	86,099	80,709	81,646	3%	2%	3%	4%	4%	3%	4%	3%
Cuentas por Cobrar Emp, del Sector	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inmuebles, Maq, y Equipos (Neto)	1,822,871	1,828,646	1,758,414	1,719,731	1,740,609	1,871,761	1,785,200	81%	82%	80%	79%	77%	78%	77%	79%
<i>Inmuebles, Maq, y Equipos</i>	-	2,502,067	2,438,672	2,472,087	2,578,802	2,796,807	2,796,554								
<i>Depreciación Acumulada</i>	-	673,761	680,480	753,466	839,606	925,290	1,012,255								
Otros Activos	100,840	60,783	65,399	68,925	48,872	66,512	64,237	4%	3%	3%	3%	2%	3%	3%	3%
PASIVO Y PATRIMONIO	2,258,246	2,220,862	2,205,268	2,181,314	2,252,705	2,390,985	2,315,177	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PASIVO	1,220,856	1,130,017	1,067,998	1,014,329	1,107,276	1,193,047	1,141,472	54%	51%	48%	47%	49%	50%	49%	50%
PASIVO CORRIENTE	316,179	200,933	194,727	169,290	307,118	224,693	200,534	14%	9%	9%	8%	14%	9%	9%	10%
Sobregiros Bancarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por Pagar Comerciales	41,419	41,854	61,652	61,129	60,520	71,520	77,992	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Otras Cuentas por Pagar	41,048	23,926	22,575	21,274	39,226	58,859	54,021	2%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Cuentas por Pagar Emp, del Sector	44,693	3,946	865	798	1,403	1,708	1,614	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Deudas a Largo Plazo (parte cte.)	189,019	131,207	109,635	86,089	205,969	92,606	66,907	8%	6%	5%	4%	9%	4%	3%	6%
Ganancias Diferidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVO NO CORRIENTE	904,677	929,084	873,271	845,039	800,158	968,354	940,938	40%	42%	40%	39%	36%	41%	41%	40%
Deuda a Largo Plazo	648,046	620,626	519,971	409,868	331,763	513,931	520,115	29%	28%	24%	19%	15%	21%	22%	23%
Ctas, por Pagar Diversas no Ctes,	-	-	6,544	2,322	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cuentas por Pagar Emp, del Sector	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisión Beneficios Sociales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias Diferidas	246,739	281,701	330,467	370,270	368,063	377,306	353,792	11%	13%	15%	17%	16%	16%	15%	15%
Otros Pasivos	9,892	26,757	16,289	62,579	100,332	77,117	67,031	0%	1%	1%	3%	4%	3%	3%	2%
PATRIMONIO NETO	1,037,390	1,090,845	1,137,270	1,166,985	1,145,429	1,197,938	1,173,705	46%	49%	52%	53%	51%	50%	51%	50%
Capital Social	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%	10%
Capital Adicional	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Reservas	56,411	48,733	56,190	59,151	34,809	56,523	56,370	2%	2%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Resultados Acumulados	596,248	678,810	721,831	764,957	790,465	821,264	856,334	26%	31%	33%	35%	35%	34%	37%	33%
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	129,730	108,301	104,248	87,876	65,154	65,150	6,000	6%	5%	5%	4%	3%	3%	0%	4%

ENGIE ENERGIA PERU S.A.								Analisis vertical: Margenes							
Información de Estados Financieros															
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
ESTADOS DE RESULTADOS															
INGRESOS	682,606	520,979	536,374	484,104	532,206	555,007	671,803	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Venta Energía Eléctrica al Público	537,168	499,014	517,742	468,764	513,002	535,385	659,398	79%	96%	97%	97%	96%	96%	98%	97%
Venta Energía Precios en Barra	-	-	-	-	-	-	-								
Transferencia COES	-	-	-	-	-	-	-								
Peajes y Uso Instal. Transmisión	106,590	3,066	3,910	3,054	2,671	3,387	3,494	16%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Otros Ingresos	38,848	18,899	14,722	12,286	16,533	16,235	8,911	6%	4%	3%	3%	3%	3%	1%	3%
GASTOS	440,093	333,449	369,883	331,117	389,833	445,692	642,164	64%	64%	69%	68%	73%	80%	96%	75%
Gastos de Generación	444,416	327,647	331,318	303,751	370,953	429,861	560,328	65%	63%	62%	63%	70%	77%	83%	70%
Gastos de Transmisión	-	-	-	-	-	-	-								
Gastos de Distribución	-	-	-	-	-	-	-								
Gastos de Comercialización	-	-	-	-	-	-	-								
Gastos Generales y Administrativos	- 4,323	5,802	38,565	27,366	18,880	15,831	81,836	-1%	1%	7%	6%	4%	3%	12%	5%
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION	242,513	187,530	166,491	152,987	142,373	109,315	29,639	36%	36%	31%	32%	27%	20%	4%	25%
OTROS INGRESOS (EGRESOS)	- 43,901	- 34,924	- 23,096	- 26,548	- 23,911	- 9,040	- 17,028	-6%	-7%	-4%	-5%	-4%	-2%	-3%	-4%
Ingresos Financieros	1,811	5,725	5,883	4,355	1,434	2,300	5,493	0%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	1%
Gastos Financieros	- 53,610	- 45,135	- 37,601	- 31,201	- 24,953	- 20,640	- 31,704	-8%	-9%	-7%	-6%	-5%	-4%	-5%	-6%
Transf. Corrientes D.S.065-87-EF	-	-	-	-	-	-	-								
Diferencia en Cambio	1,880	2,450	1,147	6,309	4,557	4,296	460	0%	0%	0%	-1%	-1%	1%	0%	0%
Otros Ingresos (Egresos)	6,018	6,936	7,475	6,607	4,165	5,004	8,723	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Ingresos (Egresos) de Ej. Anteriores	-	-	-	-	-	-	-								
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DEL REI	198,612	152,606	143,395	126,439	118,462	100,275	12,611	29%	29%	27%	26%	22%	18%	2%	21%
Particip. Utilidad Trabajadores	-	-	-	-	-	-	-								
Impuesto a la Renta	- 68,883	- 44,236	- 39,148	- 38,564	- 53,309	- 35,025	- 6,611	-10%	-8%	-7%	-8%	-10%	-6%	-1%	-7%
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	129,729	108,370	104,247	87,875	65,153	65,250	6,000	19%	21%	19%	18%	12%	12%	1%	14%
PROMEDIO PONDERADO DE NUMERO DE ACCIONES COMUNES	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011								

ANEXO XX: RATIOS FINANCIEROS

Análisis de indicadores:								
Ratios	Formula	Valor						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ratios de endeudamiento:								
Deuda	Pasivos que generen intereses	837,065	751,833	629,606	495,957	537,732	606,537	587,022
Deuda a largo plazo	Pasivos no corrientes que generen	648,046	620,626	519,971	409,868	331,763	513,931	520,115
Debt to Capital	Deuda / (Deuda + Capital de accionistas)	0.77	0.75	0.71	0.66	0.68	0.70	0.70
Long term Debt to Capital	Deuda no corriente / (Deuda + Capital de	0.72	0.71	0.67	0.62	0.57	0.67	0.67
Debt to Equity	Deuda / Patrimonio	0.81	0.69	0.55	0.42	0.47	0.51	0.50
Long term Debt to Equity	Deuda no corriente / Patrimonio	0.62	0.57	0.46	0.35	0.29	0.43	0.44
Debt to Assets	Deuda / Activos	0.37	0.34	0.29	0.23	0.24	0.25	0.25
Long term Debt to Assets	Deuda no corriente / Activos	0.29	0.28	0.24	0.19	0.15	0.21	0.22
Interest Coverage Ratio	Ganancias Operativas / Intereses pagados	2.64	4.76	5.25	5.70	6.05	5.96	1.13
Ratios de liquidez:								
Current ratio	Activos corrientes / Pasivos corrientes	0.88	1.45	1.60	1.85	1.23	1.66	1.92
Quick ratio	(Cash + Valores negociables + Cuentos por	0.47	0.84	0.94	1.11	0.94	1.15	1.27
Cash ratio	(Cash + Equivalentes) / Pasivos corrientes	0.12	0.37	0.47	0.59	0.63	0.36	0.39
Defensive Interval ratio	Activos corrientes / [(Gastos Operativos -	280	430	396	443	453	378	256
Times interest earned ratio	EBIT / Gastos financieros	2.55	4.15	4.43	4.90	5.71	5.30	0.93
Cash-based times interest	(Flujo operativo + impuestos + gastos) /	5.24	5.17	6.21	6.28	7.60	2.69	5.15
Operating cash flow ratio	Flujo operativo / Pasivos corrientes	0.89	1.16	1.20	1.16	0.62	0.25	0.81
CAPEX to operating cash ratio	Flujo operativo / CAPEX	0.64	0.70	0.63	0.59	0.49	0.12	0.25
Ratios de eficiencia:								
Receivables turnover ratio	Ventas al crédito netas / Promedio de	8.70	9.94	10.91	10.51	10.99	7.44	6.86
Receivables turnover days	365 / receivables turnover ratio	42	37	33	35	33	49	53
Asset turnover ratio	Ventas netas / Promedio de activos	0.06	0.09	0.09	0.08	0.07	0.05	0.05
Inventory turnover ratio	Costo de ventas / Promedio inventario	5.31	3.90	4.13	3.95	4.66	4.66	5.09
Inventory turnover days	365 / inventory turnover ratio	69	94	88	93	78	78	72
Ratios de rentabilidad:								
Return on Equity	Ingresos netos / Patrimonio	2%	10%	9%	8%	6%	5%	1%
Return on Assets	Ingresos netos / Activos	1%	5%	5%	4%	3%	3%	0%
Return on Invested Capital	EBIT / Capital de accionistas	54%	74%	65%	60%	56%	43%	12%
Gross margin ratio	Ingreso bruto / Ventas	23%	37%	38%	37%	30%	23%	17%
Operating profit margin	Ingresos operativos / Ventas	24%	36%	31%	32%	27%	20%	4%
Net profit margin	Ingresos netos / Ventas	4%	21%	19%	18%	12%	12%	1%
Dividend Payout Ratio	Dividendos / Utilidad Neta	214%	31%	63%	70%	96%	52%	507%
Múltiplos de valorización:								
EBITDA	Operating profit + Depreciation and	220,788	276,163	242,627	224,171	225,727	193,495	211,671
Múltiplo de la industria (Power -	Promedio de la industria (EV / EBITDA)	7.66	8.94	8.47	8.48	9.18	11.04	12.13
Multiple Enterprise Value (EV)	EBITDA * Múltiplo de la Industria	1,691,236	2,468,897	2,055,051	1,900,970	2,072,174	2,136,185	2,567,569
Market Enterprise Value (EV)	Precio del mercado (BVL)	1,262,931	1,262,931	1,262,931	1,262,931	1,262,931	1,262,931	1,262,931
EV / EBITDA ratio	EV / EBITDA	5.72	4.57	5.21	5.63	5.59	6.53	5.97
EV / EBIT ratio	EV / EBIT	9.22	6.73	7.59	8.26	8.87	11.55	42.61
EV / Revenue ratio	EV / Ventas	2.19	2.42	2.35	2.61	2.37	2.28	1.88
Price to earning ratio	Precio de acción / Ganancias por acción	52	12	12	14	19	19	210

ANEXO XXI: PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LOS PRINCIPALES GENERADORES DE ELECTRICIDAD EN PERÚ

GW GENERADOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Producción Total SEIN	48,123	48,993	50,817	52,889	49,187	53,990	56,084	58,394
Producción EEP	8,183	7,807	5,334	4,036	6,472	6,710	7,103	8,816
Producción KALLPA	6,013	3,894	7,627	4,967	7,368	9,237	10,305	11,387
Producción ENEL	7,211	5,878	6,383	4,496	6,259	6,909	7,094	8,397
Producción ELECTRO PERU	6,644	6,932	6,910	4,909	6,984	7,050	6,755	6,191
Participación EEP	17.00%	15.93%	10.50%	7.63%	13.16%	12.43%	12.66%	15.10%
Participación KALLPA	12.50%	7.95%	15.01%	9.39%	14.98%	17.11%	18.37%	19.50%
Participación ENEL	14.98%	12.00%	12.56%	8.50%	12.73%	12.80%	12.65%	14.38%
Participación ELECTRO PERU	13.81%	14.15%	13.60%	9.28%	14.20%	13.06%	12.04%	10.60%

ANEXO XXII: DESCRIPCION DE RATIOS FINANCIEROS

RATIOS	Descripción
Ratios de endeudamiento:	
Deuda	Pasivos a corto y largo plazo que generan intereses.
Deuda a largo plazo	
Debt to Capital	Refleja la estructura financiera de la empresa. A mayor sea el ratio, implica una mayor obligación y un mayor riesgo de incumplir con el préstamo si no se paga puntualmente.
Long term Debt to Capital	
Debt to Equity	Medida del grado en que una empresa financia sus operaciones con deuda en lugar que con sus propios recursos.
Long term Debt to Equity	
Debt to Assets	Es un ratio de apalancamiento que define cuánta deuda soporta una empresa en comparación con el valor de los activos que posee. Según Adam Kantrovich, profesor de la Universidad Estatal de Michigan, un buen ratio deuda-activos suele ser del 30%.
Long term Debt to Assets	
Interest Coverage Ratio	Representa el número de veces que la empresa puede pagar sus obligaciones utilizando sus beneficios.
Ratios de liquidez:	
Current ratio	Es una medida de liquidez utilizada para determinar la capacidad de una empresa para hacer frente a sus obligaciones de deuda a corto plazo. Compara la relación entre el activo circulante y el pasivo circulante. Las medidas inferiores a 1,0 indican la incapacidad potencial de una empresa para utilizar recursos corrientes para financiar obligaciones a corto plazo.
Quick ratio	Es un indicador del corto plazo de una empresa liquidez posicionar y medir la capacidad de un negocio para cumplir con sus obligaciones a corto plazo con sus activos más líquidos.
Cash ratio	La métrica evalúa la capacidad de la empresa para reembolsar su deuda a corto plazo con efectivo o recursos cercanos al efectivo, como valores fácilmente negociables.
Defensive Interval ratio	Indica el número de días que una empresa puede operar sin necesidad de recurrir a activos no corrientes o a recursos financieros externos adicionales.
Times interest earned ratio	Es un ratio de solvencia que determina la capacidad de una empresa para pagar los intereses de sus deudas comerciales. Es una medida de la capacidad de una empresa para hacer frente a sus obligaciones de deuda en función de sus ingresos corrientes. El resultado es un número que muestra cuántas veces una empresa podría cubrir sus gastos por intereses con sus beneficios antes de impuestos.
Cash-based times interest earned ratio	Mide la capacidad de una empresa para cubrir sus gastos por intereses con su flujo de caja. Este ratio proporciona una imagen más precisa de la capacidad de una empresa para hacer frente a sus obligaciones de deuda, ya que se centra en el flujo de caja real y no sólo en los ingresos contables.
Operating cash flow ratio	Ayuda a evaluar el riesgo de liquidez a corto plazo. Un valor mayor a 1, indica que una empresa tiene suficiente efectivo para cubrir sus gastos y obligaciones cotidianas. Mientras que un valor menor a 1, indicar posibles problemas de liquidez o la necesidad de más capital. También podría indicar que una empresa está dando prioridad a inversiones a largo plazo que pueden afectar temporalmente al flujo de caja.
CAPEX to operating cash ratio	El ratio refleja la eficiencia con la que una empresa utiliza su tesorería operativa para adquirir activos fijos. Valores altos sugieren que una empresa está invirtiendo mucho en proyectos de capital, lo que podría indicar planes de crecimiento.
Ratios de eficiencia:	
Receivables turnover ratio	El ratio de rotación de cuentas por cobrar mide el número de veces que una empresa cobra su saldo medio de cuentas por cobrar. Es una cuantificación de la eficacia de una empresa a la hora de cobrar saldos pendientes de clientes y gestionar su proceso de línea de crédito.
Receivables turnover days	
Asset turnover ratio	El ratio de rotación de activos mide la eficacia de los activos de una empresa a la hora de generar ingresos o ventas. Compara el importe en dólares de las ventas (ingresos) con sus activos totales como porcentaje anualizado. Así, para calcular el ratio de rotación de activos, hay que dividir las ventas o ingresos netos entre los activos totales medios.
Inventory turnover ratio	El ratio de rotación de cuentas a pagar es una medida de liquidez a corto plazo que se utiliza para cuantificar el ritmo al que una empresa paga a sus proveedores. La rotación de cuentas por pagar muestra cuántas veces paga una empresa sus cuentas por pagar durante un periodo.
Inventory turnover days	
Ratios de rentabilidad:	
Return on Equity	Indicador de la rentabilidad de una empresa y de su eficiencia a la hora de generar beneficios. Cuanto mayor es el ROE, más eficiente es la gestión de una empresa a la hora de generar ingresos y crecimiento a partir de la financiación de sus fondos propios.
Return on Assets	Mide la eficacia de la gestión de una empresa a la hora de generar beneficios a partir de los activos totales de su balance.
Return on Invested Capital	El ROIC da una idea de lo bien que una empresa utiliza su capital para generar beneficios.
Gross margin ratio	Muestra el beneficio que obtiene una empresa tras amortizar el coste de los bienes vendidos.
Operating profit margin	Mide el beneficio que obtiene una empresa por cada dólar de ventas después de pagar los costes variables de producción, como salarios y materias primas, pero antes de pagar intereses o impuestos.
Net profit margin	El margen indica cuánto ingreso neto se genera por cada dólar de ingresos obtenidos.
Dividend Payout Ratio	Porcentaje de beneficios pagados a los accionistas vía dividendos. Una tendencia positiva constante podría indicar un negocio sano y en proceso de maduración, pero uno volátil podría significar que el dividendo se dirige hacia un territorio insostenible.

ANEXO XXIII: RATIOS FINANCIEROS DE EEP Y BENCHMARK AL 2023

Ratios	ENGIE	ELECTROPERÚ	ENEL	KALLPA	TOTAL SECTOR GENERACION
Ratios de endudamiento:					
Deuda	587,022	98,835	424,430	1,110,644	5,746,817
Deuda a largo plazo	520,115	0	274,289	1,076,335	4,965,081
Debt to Capital	0.70	0.15	0.33	0.82	0.49
Long term Debt to Capital	0.67	0.00	0.25	0.81	0.46
Debt to Equity	0.50	0.14	0.51	3.48	0.76
Long term Debt to Equity	0.44	0.00	0.33	3.37	0.66
Debt to Assets	0.25	0.09	0.25	0.57	0.35
Long term Debt to Assets	0.22	0.00	0.16	0.55	0.30
Interest Coverage Ratio	1.13	-7.41	-32.86	2.99	5.64
Ratios de liquidez:					
Current ratio	1.92	1.23	0.77	1.16	1.29
Quick ratio	1.27	1.18	0.70	1.02	1.08
Cash ratio	0.39	0.41	0.36	0.27	0.53
Defensive Interval ratio	248.79	152.48	314.11	147.51	288.24
Times interest earned ratio	0.93	10.20	12.13	2.89	3.54
Cash-based times interest earned ratio	3.56	7.98	18.02	3.70	4.94
Operating cash flow ratio	0.53	0.23	0.80	1.16	0.74
CAPEX to operating cash ratio	0.17	0.08	0.78	0.36	0.39
Ratios de eficiencia:					
Receivables turnover ratio	1.30	1.28	3.39	1.53	1.96
Receivables turnover days	281	284	108	238	186
Asset turnover ratio	0.05	0.10	0.17	0.10	0.09
Inventory turnover ratio	4.79	374.01	15.03	24.87	10.01
Inventory turnover days	76	1	24	15	36
Ratios de rentabilidad:					
Return on Equity	0.51%	9.73%	25.82%	26.40%	10.39%
Return on Assets	0.26%	6.72%	12.62%	4.31%	4.76%
Return on Invested Capital	2.35%	12.03%	25.59%	34.45%	13.34%
Gross margin ratio	16.59%	14.87%	44.11%	29.14%	30.06%
Operating profit margin	4.41%	12.98%	39.70%	25.95%	25.69%
Net profit margin	0.89%	9.92%	33.67%	12.28%	16.13%
Dividend Payout Ratio	506.78%	182.84%	80.74%	93.88%	78.35%

ANEXO XXIV: ANÁLISIS DE RATIOS: LIQUIDEZ, EFICIENCIA, SOLVENCIA Y RENTABILIDAD

A fin de contrastar el análisis financiero de EEP se ha establecido un *benchmark* que está compuesto por las empresas Enel Generación Perú (ENEL), Electroperú (ELP) y Kallpa (Empresa no listada en bolsa).

- Kallpa Generación S.A. (Kallpa): Empresa de generación eléctrica con mayor participación en el mercado peruano, al 2023 registro una participación de 19.50%, con una capacidad de 2,237 MW en 6 plantas de generación eléctrica. A diferencia de otras empresas de generación eléctrica de este *benchmark*, Kallpa es una empresa privada, sin acciones listadas en la BVL; sin embargo, a través de OSINGERMIN y el COES, se transparenta la información financiera y detalles sobre su portafolio de centrales de generación.
- Enel Generación Perú (ENEL): Empresa especializada en generación eléctrica, pretende extender su portafolio de plantas sostenibles para llegar a ser carbono cero. Tiene una capacidad efectiva de 2,286.80 MW, en 12 plantas de generación eléctrica (27 unidades generadoras), la tercera más grande del SEIN, y cerca del 47% de su portafolio son hidroeléctricas, el 53% restante termoeléctricas. Anteriormente, formaban parte del grupo económico Enel un holding europeo líder en el sector eléctrico global, siendo adquirida por ACTIS un fondo de inversión global con más US\$ 25 billones en inversiones enfocadas en el desarrollo de infraestructura sostenible.
- Electroperú (ELP): Es una empresa estatal de derecho privado, empresa de la Corporación FONAFE, que desde 1972 genera, trasmite y distribuye electricidad a través de sus dos plantas de generación: Complejo Hidroeléctrico Mantaro (Huancavelica) [10 unidades generadoras] y la Central Térmica en la ciudad de Tumbes [2 unidades generadoras], con una potencia efectiva de 915.70 MW.

En contraste con EEP, si bien el *benchmark* cuentan con menor capacidad efectiva por separado (EEP: 2,571.20 MW, Kallpa: 2,237 MW, ENEL: 2,286.80 y ELP: 912.70 MW) a lo largo del periodo analizado (Años 2017 al 2023) han logrado generar potencias similares a las de EEP:

Generación Total de electricidad en el SEIN: 325,165,208,380 MWh

→ Kallpa Generación:	53,879,554,060 MWh
→ Enel Generación Perú:	41,697,579,600 MWh
→ Electroperú:	41,054,492,720 MWh
→ ENGIE:	41,021,029,950 MWh

Por otro lado, ENEL y ELP presentan portafolios con un mayor número de plantas generadoras renovables (EEP: 532.40 MW, ENEL: 1,072.20 MW y ELP: 898.20 MW), representando ideales ejemplos de empresas generadoras con alta exposición en generación renovable, que es la meta actual de ENGIE. Para las características del mercado eléctrico peruano, hace sentido comparar en este análisis financiero a EEP con Kallpa, ENEL y ELP, ya que entre estas empresas compiten para su consolidación en el mercado local; así como, su exposición a mismas regulaciones y tendencia hacia fuentes de generación renovable.

A continuación, se compara el análisis financiero de EEP con ENEL y ELP en el periodo del 2017 – 2023, para la tabla completa de indicadores financieros.

- Estructura financiera: La compañía EEP presenta un alto apalancamiento en comparación con las compañías ENEL y ELP, que históricamente han mantenido niveles muy bajos de apalancamiento cercano a 0. Sin embargo, registra un nivel de apalancamiento relativamente menor a Kallpa. Se puede observar que EEP ha reducido su apalancamiento, logrando una reducción de cerca el 45% en el año 2023 en comparación con el año 2013.
- Solvencia: En base al punto anterior, la compañía ELP refleja altos niveles de capital de trabajo al operar principalmente con recursos propios, a diferencia de Kallpa, EEP y ENEL. Se puede observar que ENEL ha mejorado en la gestión de sus activos y pasivos reflejando en los últimos años niveles de solvencia.
- Liquidez: Debido a la dinámica del sector los niveles de efectivo son bajos y se puede observar que a lo largo de los últimos años las cuatro empresas manejan niveles similares de activos líquidos, como lo evidencia el ratio defensivo por encima de 100.
- Eficiencia: Respecto a la eficiencia operativa, históricamente se observa una rotación de activos similar entre las cuatro empresas, donde la compañía EEP mantiene el menor ratio, y ENEL ha visto incrementada su rotación en los últimos años. También, se observa mayor eficiencia en el manejo de cuentas por cobrar y por pagar, posiblemente vinculado a la integración de plataformas para clientes y proveedores. Por otro lado, EEP y ENEL refleja ratios más estables a lo largo del periodo analizado, mientras Kallpa y ELP han reducido considerablemente la rotación de cuentas por pagar y cobrar.
- Rentabilidad: Finalmente, en el aspecto de su rentabilidad la compañía EEP refleja un deterioro importante en los últimos años, esto resulta preocupante, frente a las compañías Kallpa, ENEL y ELP que han logrado mantener e incluso aumentar su rentabilidad en algunos periodos. Por otro lado, el incremento en el pago de dividendos por parte de EEP, reflejaría un esfuerzo en utilizar sus utilidades acumuladas para apaciguar a sus accionistas.

ANEXO XXV: MATRIX CANVAS

SOCIOS CLAVE	ACTIVIDADES CLAVE	PROPUESTA DE VALOR	RELACIÓN CON LOS CLIENTES	SEGMENTO DE CLIENTES
EEP cuenta con un grupo de contratistas y proveedores que impulsan el desarrollo y operación del portafolio de sus plantas generadoras.	Impulsar la generación de electricidad a través de plantas de generación renovables, a través de la adquisición de plantas o generación de proyectos propios.	Como empresas de generación y transmisión eléctrica. ENGIE apunta a ofrecer prioritariamente a sus clientes energía eco amigable, a precios competitivos y que garanticen continuidad en su suministro. Ofreciendo a sus accionistas rentabilidad y valor agregado. Internamente buscan diferenciarse como una empresa que desarrolla y retiene talento, que promueve el contrato de proveedores locales y vela por el desarrollo y diálogo de poblaciones anexas por sus proyectos. Englobando una sólida gobernanza en asuntos sociales y ambientales.	Se centra en la garantía del suministro de energía eléctrica.	Distribuidora, con quienes se negocian contratos de largo plazo, para el abastecimiento de clientes regulados.
	RECURSOS CLAVE		A través de mayor energía de fuentes renovables, que representa un coste marginal menor.	Industrias (Manufactureras, Mineras y Comercio), considerados clientes libres, con quienes se negocian contratos a corto plazo y suelen tener una demanda de energía eléctrica mayor a 10 MW.
	Cartera de centrales termoeléctricas, requieren de un suministro de gas y diésel.		Y a través de sus plantas de emergencia, que provee de electricidad en condiciones desfavorables.	
	En general para el desarrollo de plantas de generación renovables se tercerizan varias actividades.		CANALES DE DISTRIBUCIÓN	
		Redes de transmisión eléctrica propias o de terceros.		
ESTRUCTURA DE GASTOS			FUENTE DE INGRESOS	
La estructura de gastos se enfoca en el costo marginal para la producción de electricidad.			Se descompone en precios de contratos a largo plazo con distribuidoras y contratos en el corto plazo, definidos en un mercado spot o a través de contratos de corta duración con empresas industriales.	

Elaboración propia

ANEXO XXVI: MATRIX FODA

FORTALEZAS		DEBILIDADES	
F1	Segunda generadora eléctrica con mayor potencia efectiva (2,571.20 MW) del mercado. Reflejado en su relevancia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).	D1	La alta posesión en plantas de generación no renovables limita la producción, debido a temas regulatorios y estructura de costos, plantas a gas y diésel representan un costo marginal superior cuya demanda es inferior.
F2	El 80% del portafolio en plantas generadoras de ciclo combinado y emergencia, provee de una sostenibilidad productiva, especialmente en periodos desfavorables para las otras fuentes de energía.	D2	A pesar de la diversidad en fuentes de generación eléctrica, EEP ha sufrido una disminución en la rentabilidad a comparación de la competencia, reflejando vulnerabilidad en el desempeño operativo.
F3	Cuenta con eficiente control y mitigación de los principales riesgos del negocio para reducir potenciales eventos de pérdida.	D3	Expansión, adquisición o desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica conlleva a una gran inversión de capital, autorización del regulador y potencial participación de terceros u otros actores del mercado.
F4	Giro de negocio en desarrollo de proyectos provee de un eje estratégico para la reducción de gastos en expansión y mantenimiento de plantas.		
F5	Ventaja en distribución geográfica a lo largo del país.		
F6	Central eólica más grande (Punta Lomitas y su expansión, inicio su operación a finales del año 2023) en el sur del Perú.		
F7	Contratos a largo plazo para clientes regulados.		
F8	La compañía EEP pertenece al Grupo ENGIE.		
F9	Tendencia de reducción de los ratios de endeudamiento.		
F10	Alta capacidad de plantas termoeléctricas de emergencia.		
OPORTUNIDADES		AMENAZAS	

O1	Posibilidad de desarrollar o adquirir licitaciones de proyectos sostenibles para expandir la cartera de plantas de generación renovables a mediano y largo plazo.	A1	Eventos climatológicos tales como el Fenómeno de El Niño Costero o el Ciclón Yaku, pueden afectar severamente la productividad de las plantas generadoras.
O2	Diversidad en fuentes de generación provee de especialidad y potencial para explotar oportunidades en el mercado.	A2	Alta exposición a precios de gas y diésel, debido a la volatilidad de precios de <i>commodities</i> puede afectar negativamente la generación de márgenes operativos.
O3	Promoción de innovación interna y externa puede llegar a generar ventajas competitivas.	A3	Ingreso o expansión en la competencia en plantas de generación renovables.
O4	Fortalecimiento de su posición de generación en regiones fuera del centro del Perú, adquiriendo nuevas concesiones y expansión de red de transmisión.	A4	Cambios regulatorios y políticas públicas desfavorables.
O5	Aprovechar periodos de tasas bajas y reducir el costo financiero.	A5	Conflictos sociales en el desarrollo de proyectos.

ANEXO XXVII: MATRIZ FODA CRUZADO

ESTRATEGIAS OFENSIVAS: FO	ESTRATEGIAS DEFENSIVAS: FA
F1, F3, F4, F6, F7 O1. Exploración de nuevos proyectos propios de generación renovables (eólica y solar), a la fecha se cuenta con proyectos por un total de potencia efectiva de 860 MW y otros dos proyectos en evaluación por 420 MW, correspondiente a una inversión de US\$ 350 millones.	F1, F3, F10, A1, A2. Evaluación de planes de acción climatológicos o cisnes negros (COVID-19), con el fin de dar valor a las plantas de generación de emergencia y reducir volatilidad de precios de electricidad.
F1, F2, F8, F10, O2, O3. Evaluación de nuevas tecnologías para reducir el costo marginal o emisiones de las plantas termoeléctricas.	F1, F2, F6, A4, A5. Incentivar el desarrollo de mayor eficiencia operativa en plantas no renovables.
F1, F3, F5, F7, O3. Identificación de zonas y clientes clave para reducir los costos de transmisión y eléctrica; así como, incrementar el alcance a principales consumidores eléctricos.	F3, F4, F8, A5. Fortalecimiento de reputación y transparencia hacia grupos de interés.
F9, O5. Seguimiento del entorno económico financiero nacional e internacional de la industria.	
ESTRATEGIAS ADAPTATIVAS: DO	ESTRATEGIAS DE SUPERVIVENCIA: DA
O2, O3, D2. Identificación y explotación de ventajas competitivas (eficiencia operativa, innovación, marca fuerte, servicio personalizado) mejorarían la rentabilidad de la empresa. Así como, permitiría el liderazgo de ENGIE en el sector.	D1, D2, A3. Evaluación y priorización de fuentes de energía más eficientes y con mayor impacto para el mercado. Centrándose en desarrollo de centrales eólicas en el centro del Perú y en otras regiones buscando oportunidades para centrales hidroeléctricas, considerando un mínimo de potencia efectiva (> 40 MW).
O1, O2, D1. Adquisición estratégica de plantas de generación renovable al portafolio de ENGIE. Se tiene en marcha la adquisición de 2 centrales eólicas: Duna (18.4 MW) y Huambos (18.4 MW) y 2 proyectos eólicos Greenfield: naira I (20 MW) y Naira II (20 MW). Concesión definitiva del proyecto solar Hanaqpampa (hasta MWac) y el proyecto solar Ruphay (hasta 93 MWac) con permiso ambiental y estudio de preoperatividad aprobados.	D1, A4. Participar en el planeamiento de iniciativas gubernamentales, a fin de que estas no empeoren los efectos negativos que el uso de plantas no renovables tiene en el incremento del costo marginal.
O1, O3, O4, D3. Adquisición o desarrollo de plantas de generación en regiones más alejadas del centro del Perú o cerca de la selva, como Cusco que presenta oportunidades de adquisición de hidroeléctricas con una potencia total de más de 200 MW.	D1, D2, D3, A2. Uso de instrumentos financieros de cobertura (forwards) al momento de la emisión de las facturas a fin de poder estabilizar los flujos y reducir potenciales pérdidas.
O5, D1, D2, D3. Uso de instrumentos derivados, como interest rate swaps, para protegerse del riesgo financiero o aprovechar periodos de baja tasas y reducir el costo financiero.	

ANEXO XXVIII: MATRIX VRIO

Recursos / Capacidades	Valor	Rareza	Inimitable	Organizado	Implicancia Competitiva
El 80% del portafolio en plantas generadoras de ciclo combinado y emergencia, provee de una sostenibilidad productiva, especialmente en periodos desfavorables para las otras fuentes de energía.	SI	NO	NO	NO	Igualdad Competitiva
Contratos a largo plazo para clientes regulados.	SI	NO	NO	NO	Igualdad Competitiva
Giro de negocio en desarrollo de proyectos provee de un eje estratégico para la reducción de gastos en expansión y mantenimiento de plantas.	SI	NO	NO	NO	Igualdad Competitiva
Eficiente control de mitigación de los principales riesgos del negocio para reducir potenciales eventos de pérdida.	SI	NO	NO	NO	Igualdad Competitiva
Tendencia de reducción de los ratios de endeudamiento.	SI	NO	NO	NO	Igualdad Competitiva
Ventaja en distribución geográfica a lo largo del país.	SI	SI	NO	NO	Ventaja competitiva temporal
Alta representatividad en la SEIN.	SI	SI	NO	NO	Ventaja competitiva temporal
Pertenece al Grupo ENGIE.	SI	SI	SI	SI	Ventaja competitiva sostenible
Parque eólico más grande al sur del Perú.	SI	SI	SI	SI	Ventaja competitiva sostenible
Alta capacidad de plantas termoeléctricas de emergencia.	SI	SI	SI	SI	Ventaja competitiva sostenible

ANEXO XXIX: MATRIX RUMELT

Nº	ESTRATEGIAS	A	B	C	D	E
----	-------------	---	---	---	---	---

1	Exploración de nuevos proyectos propios de generación renovables.	SI	SI	SI	SI	SI
2	Identificación de zonas y clientes clave para reducir los costos de transmisión eléctrica; así como, incrementar el alcance a principales consumidores eléctricos	SI	SI	SI	SI	SI
3	Incentivar el desarrollo de mayor eficiencia operativa en plantas no renovables.	NO	NO	SI	SI	NO
4	Fortalecimiento de reputación y transparencia hacia grupos de interés.	SI	SI	SI	SI	SI
5	Identificación y explotación de ventajas competitivas mejorarían la rentabilidad de la empresa. Así como, permitiría el liderazgo de ENGIE en el sector.	SI	SI	SI	SI	SI
6	Adquisición estratégica de plantas de generación renovable al portafolio de ENGIE.	SI	SI	SI	SI	SI
7	Evaluación y priorización de fuentes de energía más eficientes y con mayor impacto para el mercado.	SI	SI	SI	SI	SI

ANEXO XXX: MATRIZ PEYEA

POSICIÓN ESTRATÉGICA INTERNA		POSICIÓN ESTRATÉGICA EXTERNA	
<u>FUERZA FINANCIERA (FF)</u>		<u>ESTABILIDAD DEL AMBIENTE (EA)</u>	
ROI	1	Tasa de inflación	-4
Apalancamiento	3	Barreras de entrada	-1
Liquidez	6	Variabilidad de la demanda	-1
Capital de trabajo	5	Cambios tecnológicos	-4
Flujos de efectivo	6	Competencia	-3
PROMEDIO	4.2	PROMEDIO	-2.6
<u>VENTAJA COMPETITIVA (VC)</u>		<u>FUERZA DE LA INDUSTRIA (FI)</u>	
Participación del mercado	-1	Potencial de crecimiento	6
Control sobre los proveedores y distribuidores	-2	Potencial de utilidades	5
Conocimientos tecnológicos	-4	Estabilidad financiera	5
Integración Vertical	-1	Intensidad de capital	1
Lealtad de clientes	-4	Aprovechamiento de recursos	4
PROMEDIO	-2.4	PROMEDIO	4.2

ANEXO XXXI: BOTTON UP BETAS

N°	EMPRESAS SELECCIONADAS	BETA APALAN.	MARKET CAP	DEBT	D/E	TAX %	UN BETA	PERU TAX %	ENGIE D/E	BETA	PESO	BETA*
1	Duke Energy Corporation - DUK	0.45	79240000000	84353000000	1.065	0.210	0.244	0.295	0.779	0.379	0.179	0.068
2	NRG Energy inc. - NRG	1.1	17440000000	11549000000	0.662	0.210	0.722	0.295	0.779	1.119	0.039	0.044
3	The Southern Company - SO	0.48	85440000000	65243000000	0.764	0.210	0.299	0.295	0.779	0.464	0.193	0.089
4	NextEra energy Inc. - NEE	0.49	151604000000	79936000000	0.527	0.210	0.346	0.295	0.779	0.536	0.342	0.183
5	American Electric Power Company Inc - AEP	0.5	48290000000	44187700000	0.915	0.210	0.290	0.295	0.779	0.450	0.109	0.049
6	Exelon Corporation - EXC	0.6	37671000000	45369000000	1.204	0.210	0.307	0.295	0.779	0.476	0.085	0.040
7	Entergy Corporation - ETR	0.69	23914000000	28396000000	1.187	0.210	0.356	0.295	0.779	0.552	0.054	0.030
8	AES Brasil Nergía S.A. - AESB3.SA	0.37	1189690722	2424742268	2.038	0.100	0.131	0.295	0.779	0.202	0.083	0.017
9	Engie Brasil Energia S.A. - EGIE.SA	0.45	7232989691	4305154639	0.595	0.100	0.293	0.295	0.779	0.454	0.503	0.228
10	Enel Generación Chile SA - ENERXCH.SN	0.832	3278577324	1073225329	0.327	0.270	0.672	0.295	0.779	1.041	0.228	0.237
11	Engie Energia Chile S.A. - ECL	0.33	1000282636	1544636446	1.544	0.270	0.155	0.295	0.779	0.240	0.070	0.017
12	Enel Generación Peru SAA - ENGEPEC1	0.472	1690026954	825071159	0.488	0.295	0.351	0.295	0.779	0.544	0.117	0.064
Botton up-Beta (empresas comparables)												0.533

ANEXO XXXII: METODOLOGÍA PARA SELECCIONAR LA MEJOR BETA

METODOLOGÍA PARA SELECCIONAR LA MEJOR BETA											
	E(RA)	E(RP)	VAR(RA)	COV. RA, RP	BETA: COV / VAR	COV. FORMULA	VAR. FORMULA	BETA: COV / VAR	BETA FORMULA	BETA REGRESIÓN	BETA
1. Regresión en base a últimos 5 años	0.1127	-0.0084	0.0267	0.0061	0.2274	0.0061	0.0267	0.2273	0.2379	0.2379	0.23790
2. Regresión en base a últimos 3 años	0.0546	-0.1405	0.0227	-0.0021	-0.091	-0.0021	0.0227	-0.0909	-0.224	-0.224	-0.22400
3. Base de datos Damodaran USA	DAMODARAN (USA)										0.68750
4. Base de datos Damodaran Emerging Markets	DAMODARAN (EM)										0.84510
5. Empresas concretas seleccionadas – Botton-up Beta											0.53300

ANEXO XXXIII: ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS

PROYECCIÓN DE LOS ESTADOS DE RESULTADOS												
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ingresos de Actividades Ordinarias	682,606	520,909	536,374	484,104	532,206	554,907	671,803	705,762	757,658	784,519	860,603	930,596
Costo de Ventas	- 444,416	- 327,647	- 331,318	- 303,751	- 370,953	- 429,861	- 560,328	- 472,550	- 500,188	- 537,580	- 548,801	- 558,853
Ganancia (Pérdida) Bruta	238,190	193,262	205,056	180,353	161,253	125,046	111,475	233,212	257,470	246,939	311,802	371,744
<i>Margen bruto</i>	35%	37%	38%	37%	30%	23%	17%	33%	34%	31%	36%	40%
Gastos de Administración	- 24,179	- 22,379	- 22,498	- 21,842	- 20,062	- 21,192	- 25,556	- 24,938	- 25,503	- 26,320	- 30,460	- 33,138
Otros Ingresos Operativos	30,073	22,972	10,179	5,249	5,649	6,649	39,160	1,608	1,765	1,728	2,135	2,493
Otros Gastos Operativos	- 1,571	- 6,395	- 26,246	- 10,773	- 4,467	- 1,288	- 95,440	- 3,751	- 3,998	- 4,409	- 4,772	- 4,930
Ganancia (Pérdida) Operativa	242,513	187,460	166,491	152,987	142,373	109,215	29,639	206,131	229,735	217,938	278,705	336,168
<i>Margen Operativo</i>	36%	36%	31%	32%	27%	20%	4%	29%	30%	28%	32%	36%
Ingresos Financieros	1,811	5,725	5,883	4,355	1,434	2,300	5,493	1,185	1,262	1,387	1,417	1,494
Gastos Financieros	- 53,610	- 45,135	- 37,601	- 31,201	- 24,953	- 20,640	- 31,704	- 32,738	- 33,985	- 32,350	- 35,048	- 38,296
Diferencias de Cambio Neto	1,880	- 2,450	1,147	- 6,309	- 4,557	4,296	460	-	-	-	-	-
Ganancias (Pérdidas) por Cobertura	6,018	6,936	7,475	6,607	4,165	5,004	8,723	-	-	-	-	-
Ganancia (Pérdida) antes de Impuestos	198,613	152,537	143,396	126,440	118,463	100,175	12,611	174,579	197,011	186,975	245,074	299,366
Impuesto teórico	- 58,591	- 44,998	- 42,302	- 37,300	- 34,946	- 29,552	- 3,720	- 51,501	- 58,118	- 55,158	- 72,297	- 88,313
Ingreso (Gasto) por Impuesto	- 68,883	- 44,236	- 39,148	- 38,564	- 53,309	- 35,025	- 6,611	- 66,405	- 74,938	- 71,120	- 93,220	- 113,871
% Impuestoa al renta / Ganancias antes de imp.	0.35	0.29	0.27	0.30	0.45	0.35	0.52	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio	129,730	108,301	104,248	87,876	65,154	65,150	6,000	108,174	122,073	115,855	151,854	185,495
<i>Margen neto</i>	19.01%	20.79%	19.44%	18.15%	12.24%	11.74%	0.89%	15.33%	16.11%	14.77%	17.65%	19.93%

PROYECCIÓN DE ESTADO DE FLUJOS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Venta de Bienes y Prestación de Servicios	829,506	798,006	807,025	746,871	796,703	792,843	1,020,633	1,057,569	1,135,335	1,175,586	1,289,596	1,394,479
<i>Cobros a clientes / Ventas</i>	1.03	1.30	1.28	1.31	1.27	1.21	1.29					
Otros Cobros de Efectivo Relativos a las Actividades de Operación	57,612	24,021	31,327	28,802	11,955	3,516	17,200	3,942	4,325	4,235	5,234	6,111
<i>Cobros otros / Otros ingresos</i>	1.92	1.05	3.08	5.49	2.12	0.53	0.44					
Intereses Recibidos (no incluidos en la Actividad de Inversión)	1,009	720	1,776	1,085	1,498	1,986	2,981	712	758	833	851	897
<i>Cobro intereses / Ingresos financieros</i>	0.56	0.13	0.30	0.25	1.04	0.86	1					
Cobros:	888,127	822,747	840,128	776,758	810,156	798,345	1,040,814	1,062,223	1,140,418	1,180,654	1,295,681	1,401,487
Proveedores de Bienes y Servicios	- 417,708	- 428,693	- 446,543	- 445,436	- 502,978	- 594,066	- 731,535	-648,119	-686,026	-737,310	-752,700	-766,487
<i>Pago proveedores / Costo de ventas</i>	0.9	1.3	1.3	1.5	1.4	1.4	1.31					
Pagos a y por Cuenta de los Empleados	- 23,956	- 25,504	- 26,996	- 32,145	- 24,690	- 32,855	- 35,376	-34,099	-34,872	-35,990	-41,651	-45,313
<i>Pagos empleados / gastos administrativos</i>	0.99	1.14	1.20	1.47	1.23	1.55	1.38					
Otros Pagos de Efectivo Relativos a las Actividades de Operación	- 11,842	- 12,080	- 14,403	- 13,480	- 11,086	- 2,918	- 585	-6,329	-6,745	-7,439	-8,052	-8,318
<i>Otros pagos / Otros gastos</i>	7.54	1.89	0.55	1.25	2.48	2.27	0.01					
Intereses Pagados (no incluidos en la Actividad de Financiación)	- 46,173	- 37,555	- 29,105	- 22,938	- 13,213	- 15,404	- 17,733	-21,897	-22,732	-21,638	-23,442	-25,615
<i>Pago intereses / Gastos financieros</i>	0.86	0.83	0.77	0.74	0.53	0.75	0.56					
Impuestos a las Ganancias (Pagados) Reembolsados	- 107,367	- 85,493	- 89,647	- 66,755	- 68,609	- 97,594	- 92,374	-114,070	-128,727	-122,170	-160,131	-195,605
<i>Pago intereses / Ganancias antes de impuestos</i>	0.54	0.56	0.63	0.53	0.58	0.97	7.32					
Pagos:	- 607,046	- 589,325	- 606,694	- 580,754	- 620,576	- 742,837	- 877,603	-824,515	-879,102	-924,546	-985,978	-1,041,339
Flujo de efectivo operativo	281,081	233,422	233,434	196,004	189,580	55,508	163,211	237,708	261,316	256,107	309,703	360,148

PROYECCIÓN DE ESTADO DE FLUJOS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Venta de Propiedades, Planta y Equipo	54	-	5,085	5	417	154	174	512	503	546	588	594
Cobros:	54	-	5,085	5	417	154	174	512	503	546	588	594
Compra de Propiedades, Planta y Equipo	- 39,893	- 63,000	- 32,464	- 21,563	- 103,712	- 198,266	- 102,684	-109,937	-188,333	-320,537	-280,537	-113,667
Compra de Activos Intangibles	- 123	- 59	- 38	- 48	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagos:	- 40,016	- 63,059	- 32,502	- 21,611	- 103,712	- 198,266	- 102,684	-109,937	-188,333	-320,537	-280,537	-113,667
Flujos de Efectivos para inversión	- 39,962	- 63,059	- 27,417	- 21,606	- 103,295	- 198,112	- 102,510	-109,425	-187,830	-319,991	-279,949	-113,072
Obtención de Préstamos	207,305	120,336	12,440	-	200,000	264,000	86,000	42,314	46,954	133,874	142,871	0
Amortización o Pago de Préstamos	- 261,283	- 29,973	- 12,440	- 15,043	- 50,000	- 199,292	- 120,000	-51,308	-25,000	-67,477	-67,760	-72,078
Pasivos por Arrendamiento Financiero	- 126,510	- 189,247	- 123,458	- 90,267	- 79,831	- 1,064	-	0	0	0	0	0
Dividendos Pagados	- 51,710	- 34,042	- 65,279	- 61,121	- 62,367	- 34,063	- 30,408	-45,555	-50,061	-49,844	-60,409	-69,693
Flujo de efectivo para financiamiento	- 232,198	- 132,926	- 188,737	- 166,431	7,802	29,581	- 64,408	-54,549	-28,106	16,553	14,702	-141,771
Aumento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalente al Efectivo	8,921	37,437	17,280	7,967	94,087	- 113,023	3,707	73,734	45,380	-47,330	44,456	105,305
Efectivo y Equivalente al Efectivo al Inicio del Ejercicio	28,259	37,180	74,617	91,897	99,864	193,951	80,928	77,221	150,955	196,335	149,005	193,462
Efectivo y Equivalente al Efectivo al Finalizar el Ejercicio	37,180	74,617	91,897	99,864	193,951	80,928	77,221	150,955	196,335	149,005	193,462	298,766

PROYECCIÓN DE ESTADO DE BALANCE: ACTIVOS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	37,180	74,617	91,897	99,864	193,951	80,928	77,221	150,955	196,335	149,005	193,462	298,766
Cuentas por Cobrar Comerciales	98,096	84,315	82,730	76,071	80,754	149,887	149,515	184,312	197,865	204,880	224,749	243,028
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	1,544	250	161	22	61	39	43	21,862	23,469	24,301	26,658	28,826
Otras Cuentas por Cobrar	11,046	8,803	8,856	11,193	12,498	28,232	27,069					
<i>Otras cxc / Ventas</i>	1.84%	1.74%	1.68%	2.32%	2.36%	5.09%	4.04%					
Inventarios	83,666	84,300	76,217	77,746	81,489	102,996	117,069	109,084	115,464	124,095	126,685	129,006
<i>Inventarios / Costo de Ventas</i>	18.83%	25.73%	23.00%	25.60%	21.97%	23.96%	20.89%					
Activos por Impuestos a las Ganancias	37,740	35,032	40,515	36,439	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos pagados por anticipado	8,222	4,726	10,516	11,800	8,372	9,921	13,177	12,823	13,549	14,541	14,934	15,256
<i>Gastos / OPEX</i>	1.87%	1.42%	2.84%	3.56%	2.15%	2.23%	2.05%					
Total Activos Corrientes	277,494	292,043	310,892	313,135	377,125	372,003	384,094	479,035	546,682	516,822	586,488	714,882
Instrumentos financieros derivados	19,781	12,398	17,630	21,752	2,351	20,461	18,832	-	-	-	-	-
Gastos pagados por anticipado	47,032	23,724	57,604	64,020	62,251	57,623	51,495	71,771	75,836	81,389	83,589	85,389
<i>Gastos / OPEX</i>	10.68%	7.11%	15.57%	19.33%	15.97%	12.93%	8.02%					
Propiedades, Planta y Equipo	1,822,508	1,828,305	1,758,191	1,719,620	1,739,195	1,871,516	1,784,298	1,808,194	1,904,232	2,122,181	2,292,606	2,293,225
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía	363	341	223	111	1,414	245	902	470	426	383	340	296
<i>% activos con derecho de uso</i>		0.5%	0.3%	0.2%	2.4%	0.4%	1.8%					
Anticipos otorgados	9,691	15,666	12,959	15,503	23,848	23,086	30,151	24,160	25,528	27,398	28,138	28,744
<i>Gastos / OPEX</i>	2.20%	4.70%	3.50%	4.68%	6.12%	5.18%	4.70%					
Otros Activos no Financieros	81,059	48,385	47,769	47,173	46,521	46,051	45,405	47,471	49,999	55,615	59,935	60,010
<i>Otros / Act corr</i>	4.09%	2.51%	2.52%	2.53%	2.48%	2.28%	2.35%					
Total Activos No Corrientes	1,980,434	1,928,819	1,894,376	1,868,179	1,875,580	2,018,982	1,931,083	1,952,067	2,056,022	2,286,966	2,464,608	2,467,665
TOTAL DE ACTIVOS	2,257,928	2,220,862	2,205,268	2,181,314	2,252,705	2,390,985	2,315,177	2,431,102	2,602,704	2,803,788	3,051,097	3,182,547

PROYECCIÓN DE ESTADO DE BALANCE: PASIVOS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Otros Pasivos Financieros	189,019	131,207	109,635	86,089	205,969	92,606	66,907	25,000	67,477	67,477	62,078	-
Cuentas por Pagar Comerciales	41,419	41,854	61,652	61,129	60,520	71,520	77,992	74,218	78,559	84,432	86,194	87,773
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	44,693	3,946	865	798	1,403	1,708	1,614					
Otras Cuentas por Pagar	28,810	10,963	9,169	8,913	8,043	21,068	32,537	19,058	20,173	21,681	22,133	22,539
<i>CxC / Costo de Ventas</i>	16.54%	4.55%	3.03%	3.20%	2.55%	5.30%	6.09%					
Provisión por Beneficios a los Empleados	12,238	12,963	13,406	12,361	14,602	11,432	12,244	14,505	14,833	15,309	17,717	19,275
<i>Prov / Gastos Admin</i>	50.14%	57.92%	59.59%	56.59%	72.78%	53.94%	47.91%					
Pasivos por Impuestos a las Ganancias	-	-	-	-	16,581	26,359	9,240	66,094	74,587	70,788	92,783	113,338
Pasivos imp / Ganancia antes de impuestos					0.14	0.26	0.73					
Total Pasivos Corrientes	316,179	200,933	194,727	169,290	307,118	224,693	200,534	198,876	255,629	259,686	280,906	242,924
Otras Provisiones	3,580	9,365	9,515	33,214	33,978	31,917	39,690	42,503	43,401	45,797	59,782	69,992
Otros Pasivos Financieros	648,046	620,626	519,971	409,868	331,763	513,931	520,115	553,028	532,506	598,903	679,414	669,414
Instrumentos financieros derivados	6,312	17,392	6,774	29,365	66,354	45,200	27,341	-	-	-	-	-
Cuentas por Pagar Comerciales	-	-	6,544	2,322	-	-	-	-	-	-	-	-
Pasivos por Impuestos Diferidos	246,739	281,701	330,467	370,270	368,063	377,306	353,792	334,456	313,400	292,422	267,694	239,506
Total Pasivos No Corrientes	904,677	929,084	873,271	845,039	800,158	968,354	940,938	929,987	889,307	937,122	1,006,890	978,911
TOTAL PASIVOS	1,220,856	1,130,017	1,067,998	1,014,329	1,107,276	1,193,047	1,141,472	1,128,863	1,144,937	1,196,808	1,287,796	1,221,835

PROYECCIÓN DE ESTADO DE BALANCE: PATRIMONIO

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Capital Emitido	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079
Primas de Emisión	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922	35,922
Otras Reservas de Capital	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816
Resultados Acumulados	725,978	787,111	826,079	852,833	855,619	886,414	862,334	924,953	996,966	1,062,977	1,154,422	1,270,224
Otras Reservas de Patrimonio	12,595	4,917	12,374	15,335	- 9,007	12,707	12,554	12,330	13,055	13,720	14,642	15,809
<i>% de patrimonio</i>	1.23%	0.45%	1.10%	1.33%	-0.78%	1.07%	1.08%					
Total Patrimonio	1,037,390	1,090,845	1,137,270	1,166,985	1,145,429	1,197,938	1,173,705	1,236,100	1,308,838	1,375,514	1,467,881	1,584,850
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	2,258,246	2,220,862	2,205,268	2,181,314	2,252,705	2,390,985	2,315,177	2,364,963	2,453,775	2,572,322	2,755,676	2,806,685

RATIOS FINANCIEROS PROYECTADOS

RATIOS	2024	2025	2026	2027	2028
Ratios de endeudamiento:					
Deuda	655,249	828,159	1,090,892	1,315,008	1,368,991
Deuda a largo plazo	630,249	760,682	1,023,415	1,252,930	1,368,991
Debt to Capital	0.72	0.76	0.81	0.84	0.84
Long term Debt to Capital	0.71	0.75	0.80	0.83	0.84
Debt to Equity	0.54	0.66	0.84	0.98	0.97
Long term Debt to Equity	0.52	0.60	0.79	0.93	0.97
Debt to Assets	0.26	0.30	0.34	0.37	0.36
Long term Debt to Assets	0.25	0.27	0.32	0.35	0.36
Interest Coverage Ratio	6.17	5.67	4.74	4.77	4.88
Ratios de liquidez:					
Current ratio	2.70	2.94	3.49	3.96	5.61
Quick ratio	2.11	2.44	2.95	3.45	4.99
Cash ratio	1.07	1.56	2.05	2.52	3.81
Defensive Interval ratio	505.47	642.38	718.25	861.35	1,020.37
Times interest earned ratio	6.17	5.67	4.74	4.77	4.88
Cash-based times interest earned	6.90	6.41	5.54	5.27	5.19
Operating cash flow ratio	1.26	1.04	1.01	1.15	1.57
CAPEX to operating cash ratio	2.19	1.34	0.78	1.08	2.91
Ratios de eficiencia:					
Receivables turnover ratio	7.16	6.46	6.37	6.65	6.69
Receivables turnover days	50.94	56.53	57.34	54.87	54.59
Asset turnover ratio	0.11	0.10	0.08	0.09	0.10
Inventory turnover ratio	4.19	4.45	4.49	4.38	4.37
Inventory turnover days	87.19	82.00	81.35	83.42	83.51
Ratios de rentabilidad:					
Return on Equity	10%	9%	8%	10%	12%
Return on Assets	5%	4%	3%	4%	4%
Return on Invested Capital	10%	10%	8%	10%	13%
Gross margin ratio	36%	34%	32%	37%	40%
Operating profit margin	32%	31%	28%	33%	37%
Net profit margin	17%	16%	14%	16%	18%
Dividend Payout Ratio	62%	64%	70%	66%	63%
Multiplos de valorización:					
EBITDA	329,719	336,224	333,407	405,428	469,224

ANEXO XXXIV: SUPUESTOS DE PROYECCIÓN

MACROECONÓMICOS

MACROECONÓMICOS		
VARIABLES	SUPUESTOS	FUNDAMENTO DEL SUPUESTO
Producto Bruto Interno - PBI (Perú)	Crecimiento anual entre 2.5% y 2.8%. Crecimiento a largo plazo de 2.8%	Se espera un crecimiento moderado del consumo total a nivel nacional, un ritmo inferior respecto de años pasados debido a limitaciones que sufrió la economía por la baja confianza empresarial y a los pocos incentivos gubernamentales. Relativamente se espera que los años próximos los niveles de consumo sea mayor por la ejecución de nuevos proyectos de infraestructura y la reactivación económica generada por la reducción de las tasas de interés; pero este se irá moderando. El PBI es un factor altamente relacionado al sector de generación eléctrica, siendo la electricidad el insumo primario para la actividad de la economía y para la producción de la gran mayoría de bienes y servicios.
Demanda vegetativa de energía eléctrica (Perú)	Función sobre la evolución entre la población y PBI: $\text{Log}(\text{demanda}) = \log(\text{pbi}/\text{pob}) + \text{int92} + \text{ar}(1) + c$	Para la proyección de la demanda de energía eléctrica a nivel del SEIN se utiliza un modelo de regresión ARMA condicionado, con la principal variable independiente el costo per cápita a nivel nacional, niveles de PBI anuales divididos por el tamaño de la población, seguido por una variable de autocorrelación con el nivel de costo per capital del año anterior, e incluyendo una Dummie (int92) en relación a un cambio regulatorio del sector en el año 1992. En síntesis, se estima que la demanda futura de electricidad está estrechamente relacionada al nivel de consumo promedio por persona a nivel nacional, esto guarda lógica al ser la electricidad un bien primario para cada persona y para la producción de todos los bienes y servicios que las personas consumen dentro de una economía.
SOFR (Promedio)	Tasa de interés overnight interbancaria	Se utilizó las proyecciones a 12 meses de la SOFR, al ser la tasa de interés que se puede considerar como un tasa de interés fuera de riesgo.

Tipo de cambio	Tipo de cambio USA/PEN	Tasa de tipo de cambio contable al cierre del año, registrado por la SBS. Para el periodo de proyección se utiliza las expectativas del tipo de cambio promedio a 12 meses del BCRP
-----------------------	------------------------	---

GENERALES		
VARIABLES	SUPUESTOS	FUNDAMENTO DEL SUPUESTO
Fecha de la valorización	31/12/2023. Cierre del año 2023	Información auditada anual más reciente disponible para la ejecución de la valorización de EEP.
Años de información histórica	7 años	Se utiliza un plazo de los 7 últimos años de información financiera sobre EEP. El detalle de la información financiera es mayor en los últimos 5 años; sin embargo, debido a los resultados financieros anormales en los últimos 2 años (periodo de escasez hídrica que generó una reducción de la generación eléctrica) se utilizaron los 7 últimos años de información histórica.
Años de proyección	5 años	La operatividad de ENGIE proviene de las centrales eléctricas, por lo que se cuenta con información de proyectos futuros de generación eléctrica hasta los próximos 5 años de operación. Adicionalmente, como EEP se encuentra recientemente incursionando en el mercado de centrales de generación eléctrica de fuentes renovables, al igual que las empresas del mercado, se espera que este alcance un nivel de maduración para los próximos 5 años, los cuales están alineados con metas para alcanzar la descarbonización en el sector para el 2030.
Moneda	Dólares americanos	Dólares americanos es la moneda funcional y de presentación de la compañía y todos sus valores están redondeados a miles a menos que se indique lo contrario.

Valor terminal	Método de crecimiento perpetuo a partir del 5to año en adelante	Se asume que, a partir del 5to año, habiendo el sector de generación eléctrica alcanzado una etapa de madurez, EEP operará de forma a perpetuidad manteniendo un crecimiento similar al crecimiento a largo plazo de la demanda vegetativa. Respecto a nuevos proyectos de generación se darán de forma más pausada y reactiva; por lo tanto, se aplica un ratio de reinversión similar al promedio de los años 2017 y 2018, antes del inicio del periodo de competencia por centrales de generación renovable, periodo en el cual EEP enfocaba su CAPEX principalmente al mantenimiento de su portafolio de centrales de generación.
Generación eléctrica con recursos no renovables	Sin mayor inversión en fuentes de generación no renovables.	Debido a metas de descarbonización, y a una creciente competencia en la generación de electricidad por fuente renovables, no se espera que EEP invierta o busque expandir su generación de fuentes no renovables. El principal factor para validar esta decisión se basa en el alto costo marginal que tiene la generación de fuentes no renovables al estar ligada al consumo de combustibles, activos altamente volátiles.
Potencia efectiva de fuentes termoeléctricas	Sin mayor inversión en fuentes de generación termoeléctricas.	No se espera un incremento en la capacidad instalada de fuentes de generación termoeléctrica, por las razones anteriormente explicadas. Tampoco se espera una posible desinversión o desmantelamiento de estas plantas; ya que aún representan una fuente de generación eléctrica relevante de emergencia frente a eventos climatológicos que puedan limitar la generación de fuentes renovables; por ejemplo: periodos secos en centrales hidroeléctricas, ventiscas anómalas en centrales eólicas u otros efectos climáticos que pueden paralizar la actividad de otras centrales eléctricas.
Estado de flujo de efectivo	Metodología de cálculo de los Flujos de Efectivo Descontados a partir de ganancias netas	Debido a la complejidad de las cuentas contables no es posible derivar completamente el Estado de Flujos de efectivo directamente del estado de Balance y Estado de Resultados,

Precio de generación (Energía y Potencia)	Precio de referencia para el sector eléctrico peruano.	La entidad regulatoria del sector eléctrico, OSINERGMIN, establece de manera trimestral un precio de referencia de generación eléctrica, el cual es parte del precio final que se cobra a los clientes regulados. Este precio funciona como una tarifa máxima para futuros contratos de venta de electricidad generada. Se define de forma trimestral.
--	--	--

ESPECIFICOS		
VARIABLES	SUPUESTOS	FUNDAMENTO DEL SUPUESTO
VENTAS:		
Generación ENGIE (Gwh)	Cantidad de energía eléctrica generada por ENGIE, medido en Giga watts por hora.	EEP es una de las principales generadoras eléctricas del SEIN, representando un alto porcentaje de participación; por lo tanto, se considera que el crecimiento de la generación eléctrica de EEP debería generar un máximo similar al crecimiento proyectado a nivel del SEIN, considerando que mantiene su competitividad en el mercado a través de nuevas centrales de generación eléctrica renovable.
Potencia efectiva ENGIE (MW)	Capacidad instalada utilizada en la generación de electricidad	Se estima el crecimiento de la potencia efectiva, en base a los proyectos que adquiere o tiene en desarrollo EEP, detalle que se precisa en la Hoja: Generadores (del presente Excel). Debido a la estrategia de descarbonización de EEP, se apunta a lograr que el 40% de su capacidad instalada provenga de fuentes de energía renovables, apuntando a una potencial descarbonización del sector en el largo plazo. Cabe resaltar que las fuentes de generación eólicas y solares, son las principales fuentes para lograr estos objetivos, y el sector de generación es relativamente nuevo en la gestión y desarrollo de este tipo de centrales eléctricas; por lo tanto, se puede decir que es un mercado aún en proceso de maduración y se espera una alta competencia en el lanzamiento de nuevas centrales de generación para los próximos 5 años, según los proyectos enlistados y aprobados por OSINERGMIN; sin embargo, las fechas estimadas para los lanzamientos comerciales de las centrales es muy incierto, variando entre 1 a 3 años, de su

		lanzamiento estimado por las empresa desarrolladora y el indicado a OSINERGMIN.
% crecimiento de generación ENGIE	= % crecimiento proyectado generación eléctrica COES +(Perdida de participación en el mercado)	Para la estimación de la generación de EEP se supone que están vinculadas a la cantidad de electricidad producida, debido a que el monto que se genera de electricidad es el consumido y es sobre el que EEP cobra a sus clientes libre y distribuidoras. Sin embargo, debido al incremento de la competencia en la generación de fuentes renovables, se proyecta un descenso en las ventas en el corto plazo, producto de la negociación de menores tarifas ante la sobreoferta. A partir del 4to año, se proyecta una tendencia positiva a medida que el mercado de generación renovable se va consolidando.
% crecimiento de potencia ENGIE	= % crecimiento proyectado potencia efectiva COES	La venta de potencia es equivalente a un costo de alquiler de la maquinaria utilizada para la generación de electricidad consumida. La generación renovable si bien posee un costo de generación menor, corresponde un costo en activo fijo mayor, lo que se traduce en una mayor tarifa de potencia, al tener una mayor cantidad de equipos activos para cubrir con la demanda de electricidad. Con el aumento de la competitividad se estima que las generadoras se mantendrán activas; pero se consumirá una menor cantidad de energía de la que se produce. Por lo tanto, se proyecta que la potencia incremente al mismo ritmo de crecimiento que la demanda de potencia de la COES.

<p>% evolución del precio de energía y potencia</p>	<p>2024: Tendencia de últimos 12 meses + % inflación proyectada 2025 - 2028: = %Inflación proyectada</p>	<p>El precio de referencia es definido por el ente regulador, en base a estudios: Precios de energía: al promediar el precio de los contratos de licitaciones y contratos de proyectos de infraestructura y Precios de Potencia: en base al costo marginal de las maquinarias de generación más eficientes. Sin embargo, el precio final a establecerse puede variar en base al precio recomendado por los estudios debido a diferentes factores. Por esa razón, considerando que el año inicial de proyección (2024) se espera la entrada considerable de nuevos proyectos de generación eléctrica, se incluye la tendencia negativa de los últimos 12 meses en la definición de los precios de referencia trimestrales. Para los periodos siguientes, se asume que por lo menos los precios deberían seguir la tendencia de la inflación anual registrada.</p>
<p>Venta de energía</p>	<p>Venta = Total energía generado * Precio de energía de referencia * (10) * Factor de descuento</p>	<p>Como EEP tiene una cartera de clientes regulados a quienes se les cobra en relación al precio de generación de referencia y clientes libres a quienes se pacta cualquier precio a ser negociado. Se comparó la relación de esta fórmula con las ventas registradas de los últimos 5 años, resultando que en promedio EEP cobra un precio relativamente menor al precio de referencia definido por el regulador, considerando esta diferencia como un Factor de descuento, el cual se ha ido incrementado en los últimos 3 años, para esta valorización se asume que refleja la competencia de precios para que EEP mantenga su participación en el mercado de generación. En el 2024, se espera una estrategia agresiva incluyendo el efecto de la pérdida de participación a nivel de potencia nominal, en los años siguientes se incluye el promedio del Factor de descuento de los últimos 4 años, suavizando la estrategia agresiva de EEP a medida que el mercado de generación eléctrica renovable va madurando.</p>
<p>Venta de potencia</p>	<p>Venta = Total potencia * Precio de potencia de referencia * (12) * Factor de descuento</p>	

Venta de peaje	= % crecimiento proyectado generación eléctrica COES	La estrategia de EEP para los próximos proyectos es establecer centrales eléctricas cercanas a los principales proyectos de sus clientes, lo que puede traducirse en minimizar esta actividad. Desde un punto de vista comercial se podría hasta sacrificar el costos de peaje de redes de transmisión para mejorar costo final a los clientes de EEP, factor que mejoraría la competitividad frente a otras centrales que estén a mayor distancia. Debido a este supuesto, se espera una actividad de proyectos de transmisión, beneficiándose principalmente por el aumento de tránsito producido por el aumento de demanda vegetativa de electricidad.
COSTOS DE VENTAS:		
Cantidad de combustible consumido	Consumo de combustible del periodo anterior * % potencia efectiva de centrales termoeléctricas	Es el combustible excedente del periodo anterior, ajustado por la representación de centrales termoeléctricas en relación del total de centrales de otras fuentes. En los años 2022 y 2023, se registró un aumento de consumo de combustible, debido a una menor productividad de centrales hidroeléctricas, debido a un periodo de sequía con bajo nivel de lluvias. Como se espera que las nuevas fuentes de generación sean de fuente renovables que no consumen combustibles, esta variable irá reduciéndose.
Consumo de combustibles	% potencia efectiva por combustible * Precio proyectado del combustible (USA)	Al tener un aproximado del monto de combustible consumido se utiliza la proyección costos de combustibles diésel y gas natural para simular la variación del costo por la evolución de los precios.
Compra de energía, potencia y peaje	% Generación total de electricidad en el periodo. Promedio histórico	Cantidad de energía comprada en el mercado mayorista de electricidad para el funcionamiento de centrales eléctricas, de consumo propio o adquirido de terceros para cumplir con los niveles de generación acordados en contratos con clientes libres y distribuidoras. Esta altamente relacionado con el nivel de generación de las centrales eléctricas, se usa el crecimiento anual para su estimación en años futuros.

Compra peaje	% Generación total de electricidad en el periodo. Promedio histórico	Relacionado con el punto anterior, la electricidad generada para cumplir la demanda debe circular por redes de transmisión eléctricas. Como EEP espera hacer crecer su cartera de redes de transmisión en niveles mínimos, esto generará costos por el uso de redes de transmisión de terceros; por lo tanto, se estima que estos costos crezcan en relación a la cantidad de electricidad generada.																						
INGRESOS FINANCIEROS:																								
Propiedades, Planta y Equipo	% Crecimiento en base a futuras inversiones en centrales de generación	<p>En base a los proyectos de centrales de generación, se incluyen al momento de su lanzamiento comerciales y el financiamiento proviene de préstamos.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Central Generadora</th> <th>Monto Invertido (Miles USD)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CE Huambos 2024</td> <td>26,987</td> </tr> <tr> <td>CE Duna 2024</td> <td>26,957</td> </tr> <tr> <td>CE Naira Uno 2025</td> <td>30,000</td> </tr> <tr> <td>CS Exp. Intipampa 2026</td> <td>50,000</td> </tr> <tr> <td>CE Naira Dos 2026</td> <td>30,000</td> </tr> <tr> <td>CS Ruphay 2027</td> <td>67,073</td> </tr> <tr> <td>CS Hanaqpampa 2027</td> <td>250,000</td> </tr> <tr> <td>CE Sariri 2027</td> <td>150,000</td> </tr> <tr> <td>CE Urani 2028</td> <td>150,000</td> </tr> <tr> <td>CE Ampl. Punta Lomitas 2028</td> <td>191,000</td> </tr> </tbody> </table>	Central Generadora	Monto Invertido (Miles USD)	CE Huambos 2024	26,987	CE Duna 2024	26,957	CE Naira Uno 2025	30,000	CS Exp. Intipampa 2026	50,000	CE Naira Dos 2026	30,000	CS Ruphay 2027	67,073	CS Hanaqpampa 2027	250,000	CE Sariri 2027	150,000	CE Urani 2028	150,000	CE Ampl. Punta Lomitas 2028	191,000
Central Generadora	Monto Invertido (Miles USD)																							
CE Huambos 2024	26,987																							
CE Duna 2024	26,957																							
CE Naira Uno 2025	30,000																							
CS Exp. Intipampa 2026	50,000																							
CE Naira Dos 2026	30,000																							
CS Ruphay 2027	67,073																							
CS Hanaqpampa 2027	250,000																							
CE Sariri 2027	150,000																							
CE Urani 2028	150,000																							
CE Ampl. Punta Lomitas 2028	191,000																							
PASIVOS:																								
Otros Pasivos Financieros	Deuda emitida por ENGIE para el financiamiento de sus proyectos de generación	Deuda emitida por ENGIE para el financiamiento de sus proyectos, se espera que estos sean instrumentos de renta fija a una tasa de interés promedio asumiendo que ENGIE mantiene su nivel crediticio. (Anexo XXXV. Otros pasivos financieros)																						
PATRIMONIO:																								

Dividendos	Mínimo de 30% de las utilidades distribuibles	Mínimo porcentaje de distribución de 30% según la política de dividendos. Históricamente se han realizado distribuciones de un porcentaje mayor, por simplicidad se asume el cumplimiento mínimo.
-------------------	---	---

ANEXO XXXV: OTROS PASIVOS FINANCIEROS

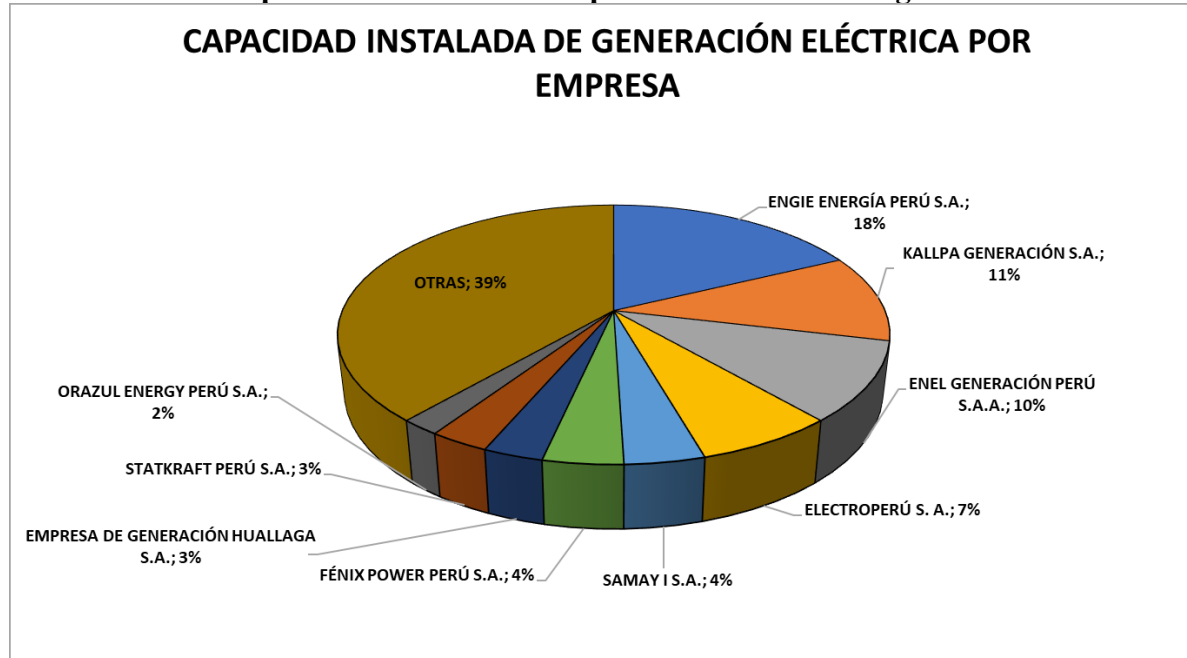
Detalle Otros Pasivos financieros - 2023:							
Bonos:	Moneda	Monto	Tasa	Emisión	Vencimiento	Vigente	Intereses
1 Programa - 3 emisión	US\$	10,000	6.3%	39,600	46,905	10,000	631
1 Programa - 6 emisión	US\$	25,000	6.5%	40,513	45,992	25,000	1,625
		35,000				35,000	2,256
3 programa - 2 emisión	S/	78,946	6.0%	42,887	45,444	21,308	2,368
3 programa - 1 emisión	S/	250,000	7.1%	42,522	46,174	67,477	17,813
3 programa - 3 emisión A	S/	251,054	6.5%	42,887	46,539	67,760	16,397
3 programa - 3 emisión B	S/	230,000	6.7%	43,252	46,905	62,078	15,453
		810,000				253,623	54,287
Préstamos bancarios:							
IDB - 1	US\$	264,000	SOFR + 2.427	45,139	12,267	264,000	12,923
IDB - 2	US\$	36,000	SOFR + 2.36	45,139	12,267	36,000	2,653
Scotiabank \$	US\$	50,000	0.0599	45,139	45,323	30,000	300
		350,000				330,000	
Arrendamientos:						3,399	
Total						587,022	

ANEXO XXXVI: MULTIPLO EV/EBITDA

Nº	EMPRESAS	Precio por acción (USD)	Market Cap	Enterprise Value	EBITDA	EV / EBITDA
1	CEMIG -CIG	1.75	5,760,000,000	7,310,000,000	1,887,010,309	3.87
2	Metlen Energy & Metals S.A. - MYTHY	38.36	5,960,000,000	9,170,000,000	1,087,226,374	8.43
3	Ormat Technologies, Inc. - ORA	75.65	4,570,000,000	6,500,000,000	462,763,000	14.05
4	ALLETE, Inc. - ALE	60.71	3,520,000,000	5,200,000,000	546,400,000	9.52
5	ReNew Energy Global Plc - RNW	7.63	2,800,000,000	8,860,000,000	671,694,142	13.19
6	Central Puerto S.A. - CEPU	9.06	1,680,000,000	1,690,000,000	320,742,135	5.27
7	Hawaiian Electric Industries, Inc - HE	14.24	1,560,000,000	4,820,000,000	572,826,000	8.41
8	Unitil Corporation - UTL	52.33	846,280,000	1,490,000,000	160,700,000	9.27
9	Genie Energy Ltd. - GNE	28.15	771,270,000	631,030,000	58,200,000	10.84
10	Engie Brasil Energia S.A. - EGIE.SA	9.35	7,626,804,124	10,587,628,866	1,417,891,134	7.47
11	Enel Generación Chile S.A. - ENERGXCH.SN	0.36	2,950,719,591	3,900,376,471	846,501,487	4.61
12	Enel Generación Peru SAA - ENGEPEC1	0.62	2,113,026,879	2,392,553,633	329,886,989	7.25
					MEDIANA	8.42
					PROMEDIO	8.52

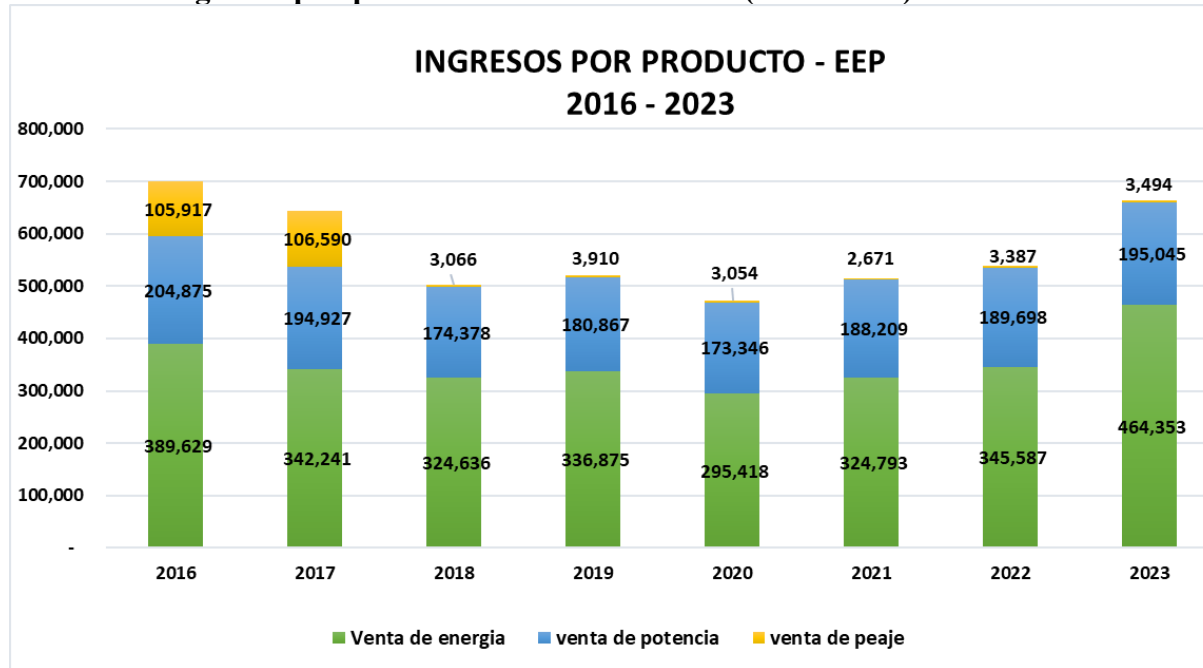
GRÁFICOS

Gráfico 3. Participación de EEP en la capacidad instalada de generación eléctrica en el Perú año 2021



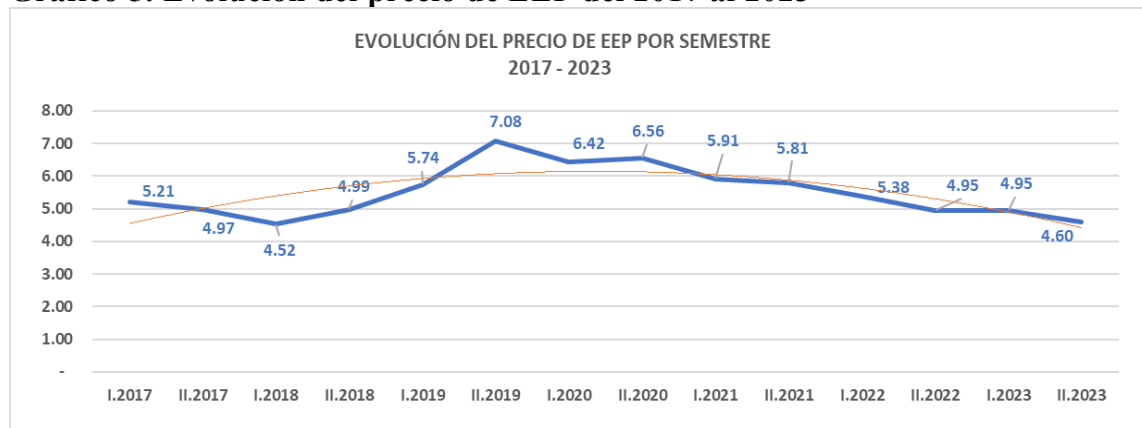
Elaboración propia. Fuente: MINEM datos capacidad instalada año 2021.

Gráfico 4. Ingresos por producto EEP 2016 – 2023 (en dólares)



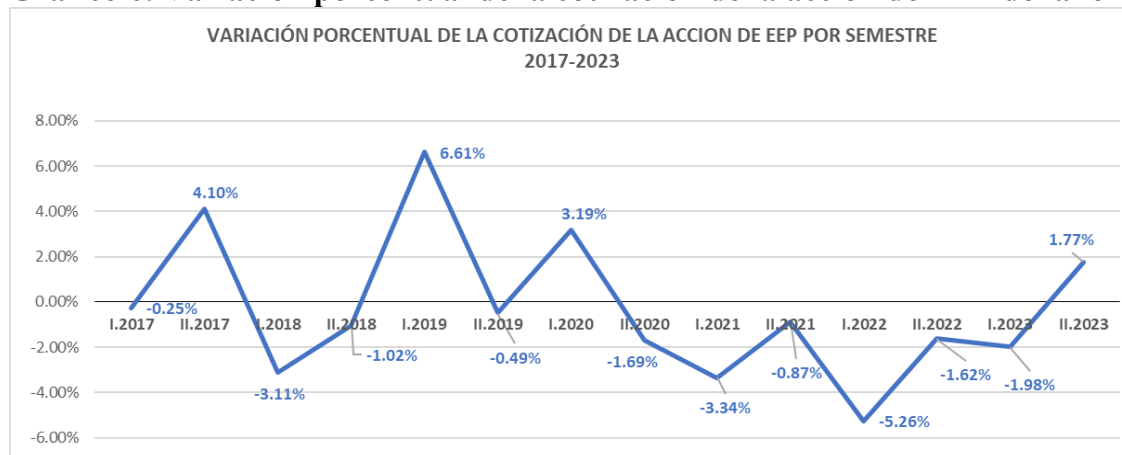
Elaboración propia. Fuente: EEFF EEP 2016-2023

Gráfico 5. Evolución del precio de EEP del 2017 al 2023



Elaboración propia. Fuente: Investing.com

Gráfico 6. Variación porcentual de la cotización de la acción de EEP del año 2017 al 2023



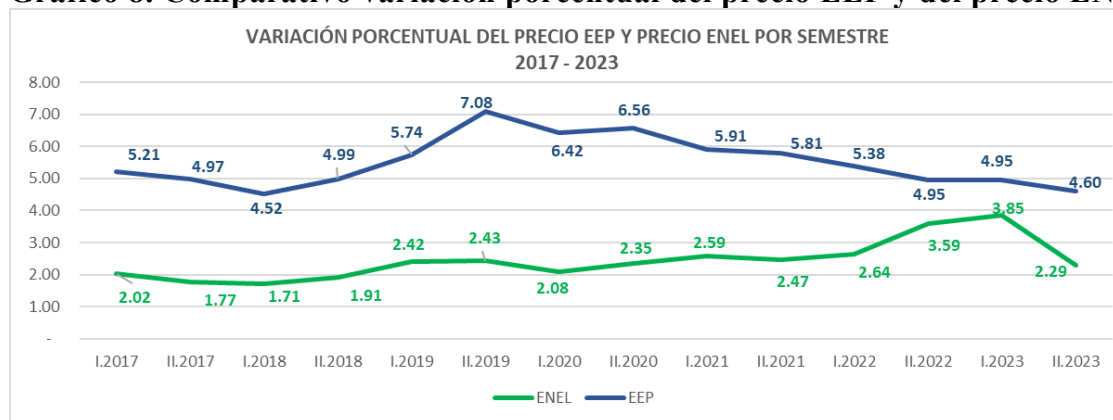
Elaboración propia. Fuente: Investing.com

Gráfico 7. Variación porcentual EEP y S&P del 2017 al 2023



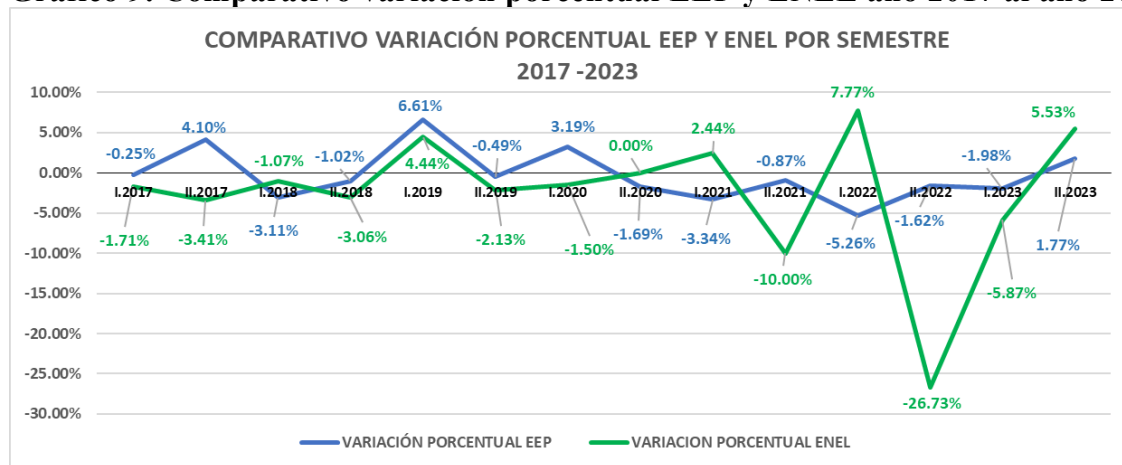
Elaboración propia. Fuente: Investing.com

Gráfico 8. Comparativo variación porcentual del precio EEP y del precio ENEL del 2017 al 2023 valores en PEN.



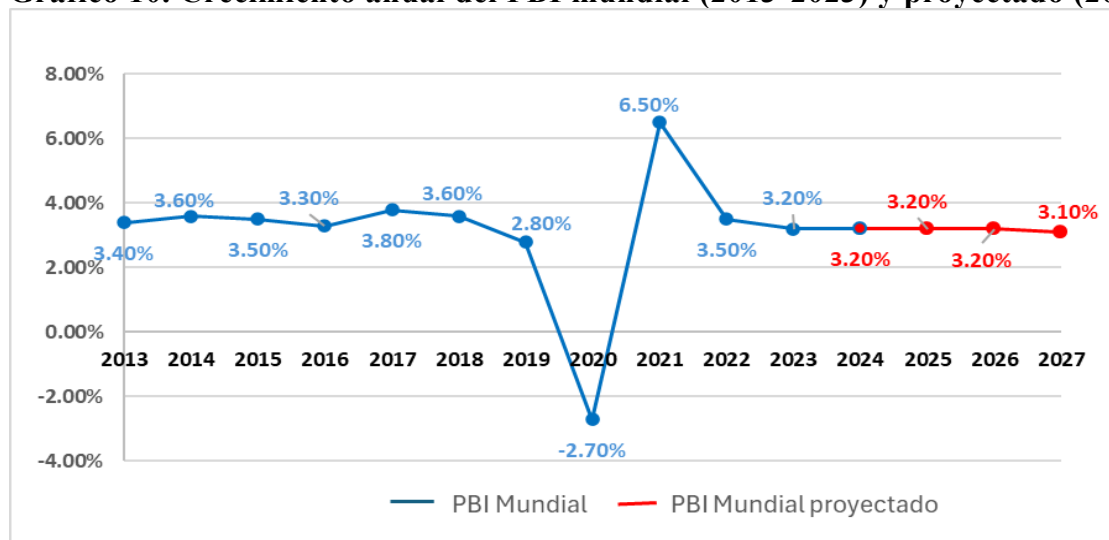
Elaboración propia. Fuente: Investing.com

Gráfico 9. Comparativo variación porcentual EEP y ENEL año 2017 al año 2023



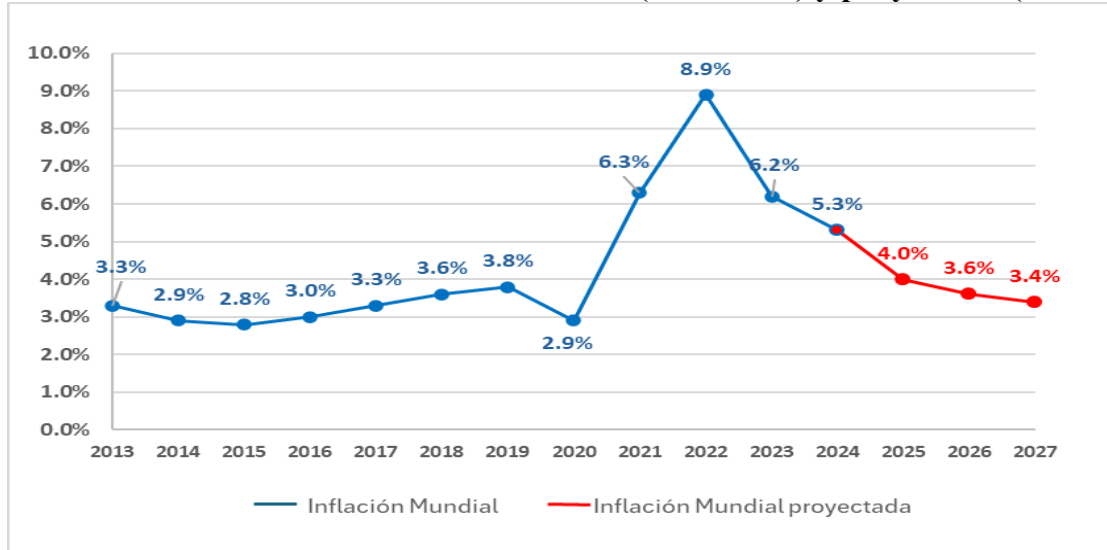
Elaboración propia. Fuente: Investing.com

Gráfico 10. Crecimiento anual del PBI mundial (2013-2023) y proyectado (2024-2027)



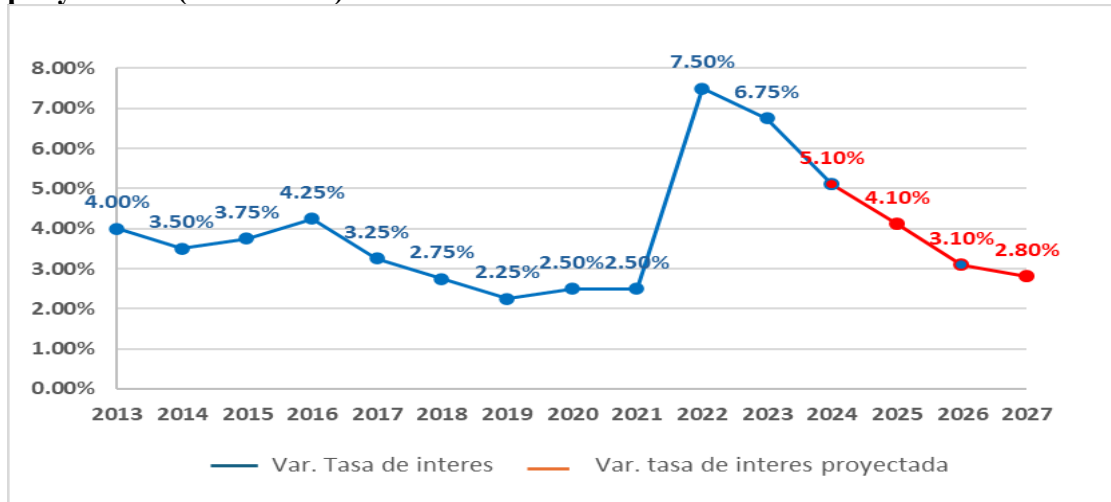
Fuente: Global Growth Outlook 2024.

Gráfico 11. Inflación anual a nivel mundial (2013-2023) y proyectada (2024-2027)



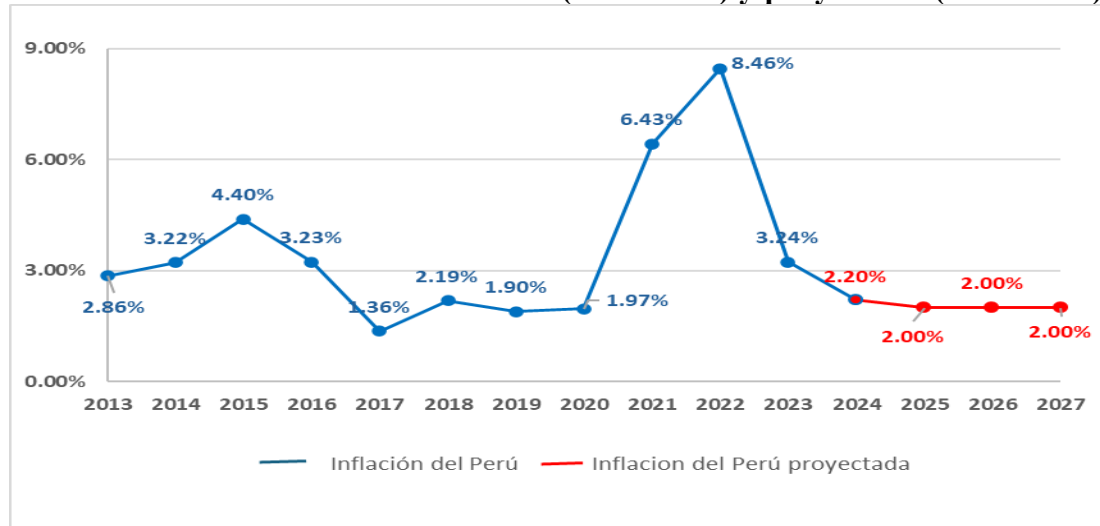
Fuente: Global Growth Outlook 2024.

Gráfico 12. Variación de tasas de interés de referencia del Banco Central de Reserva de los Estados Unidos (FED) (2013-2023) y proyectada (2024-2027)



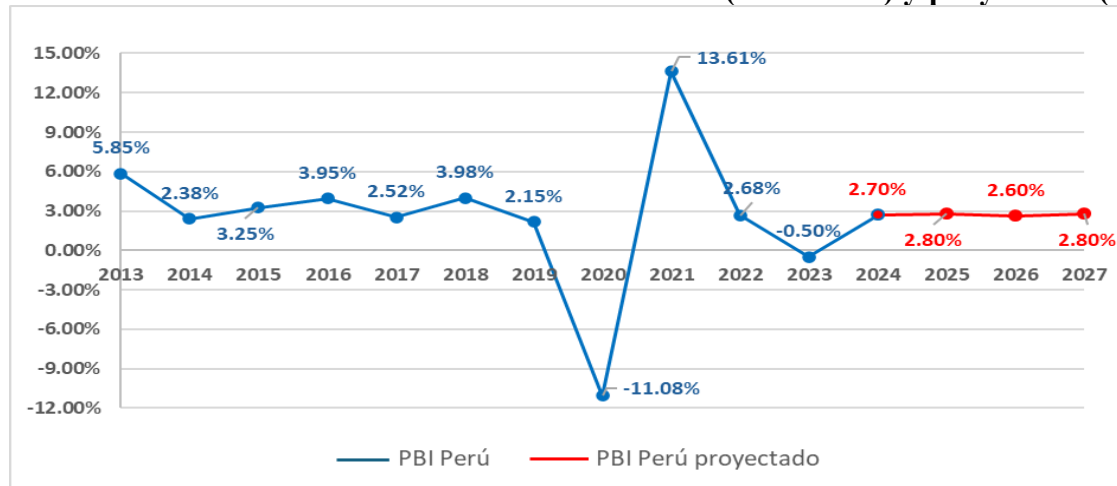
Fuente: FED.

Gráfico 13. Inflación anual en el Perú (2013-2023) y proyectada (2024-2027)



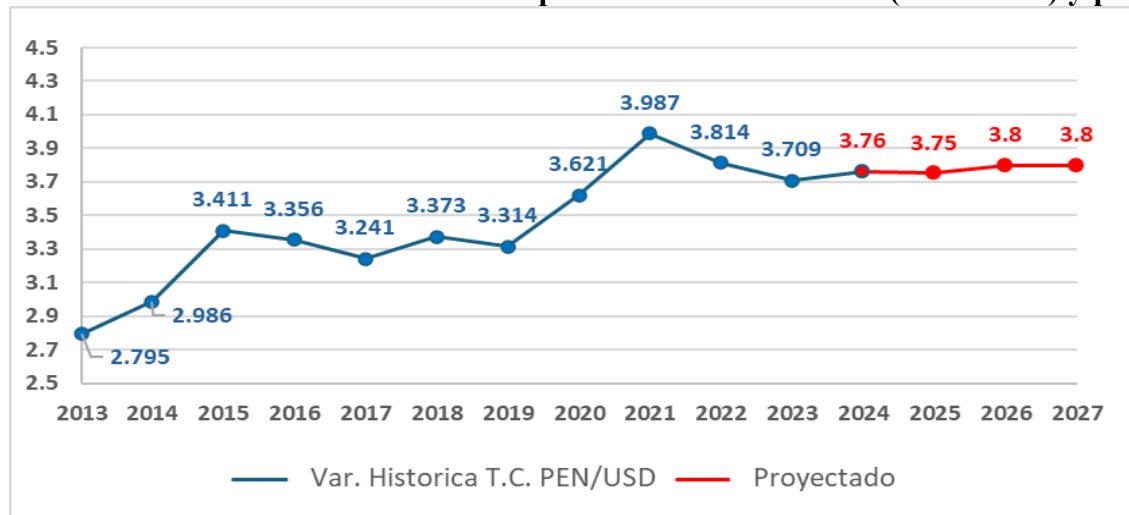
Fuente: Banco Central de Reserva del Perú – BCRP.

Gráfico 14. Crecimiento anual del PBI en el Perú (2013-2023) y proyectado (2024-2027)



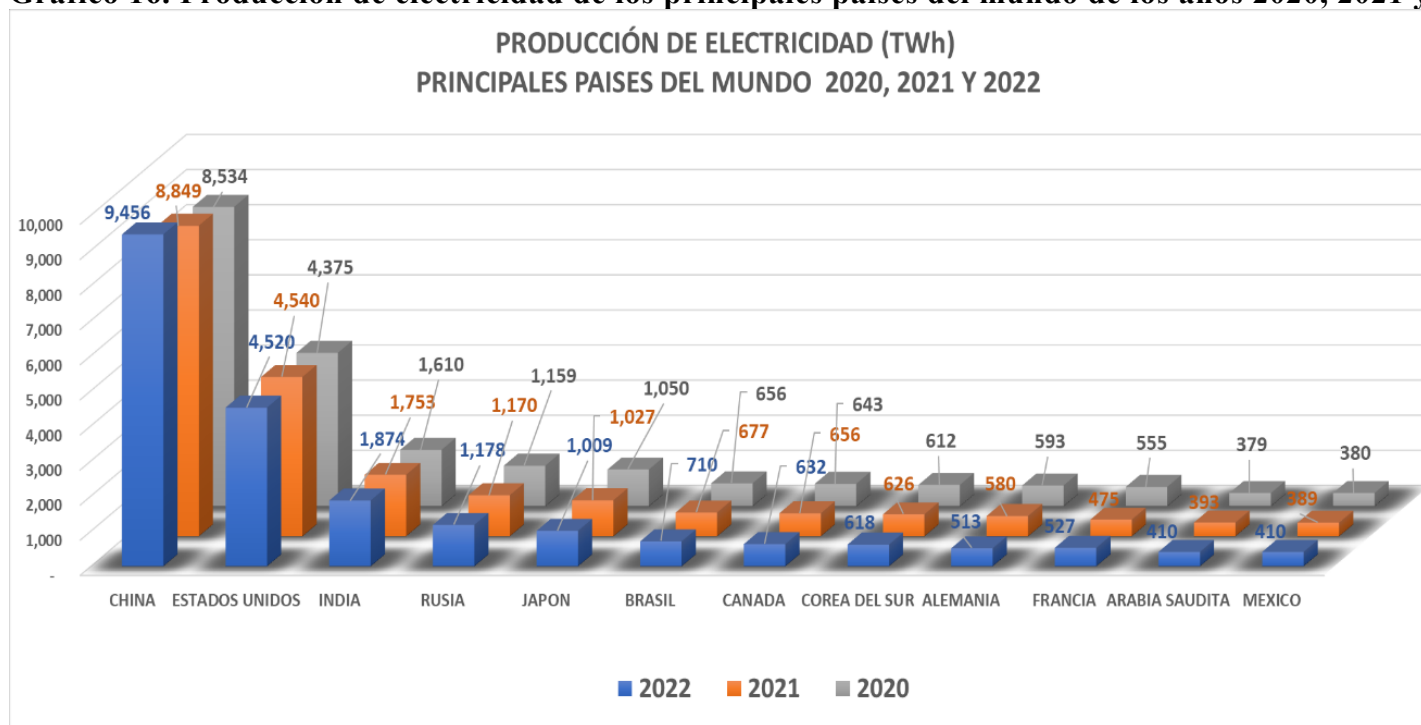
Fuente: Global Growth Outlook 2024.

Gráfico 15. Variación histórica del tipo de cambio PEN/USD (2013-2023) y proyectada



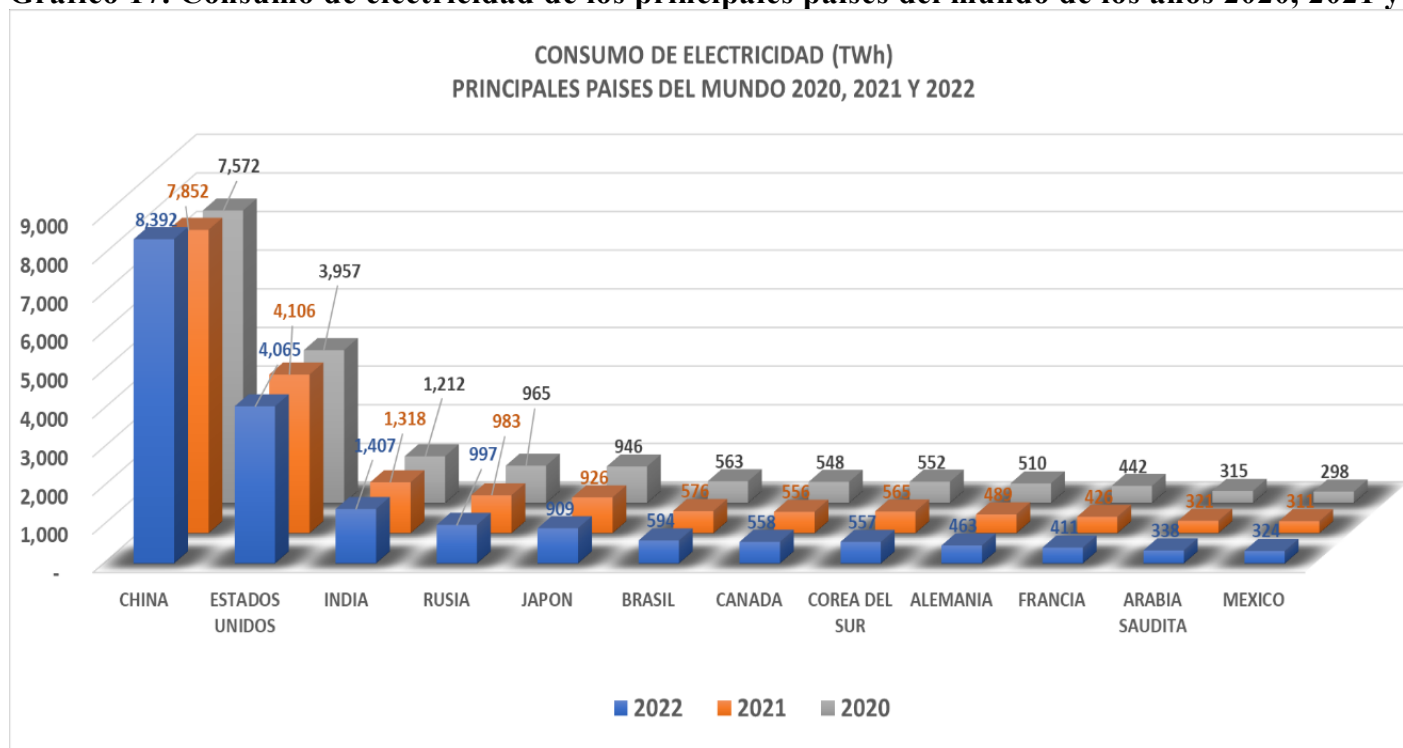
Fuente: Banco Central de Reserva del Perú – BCRP.

Gráfico 16. Producción de electricidad de los principales países del mundo de los años 2020, 2021 y 2022



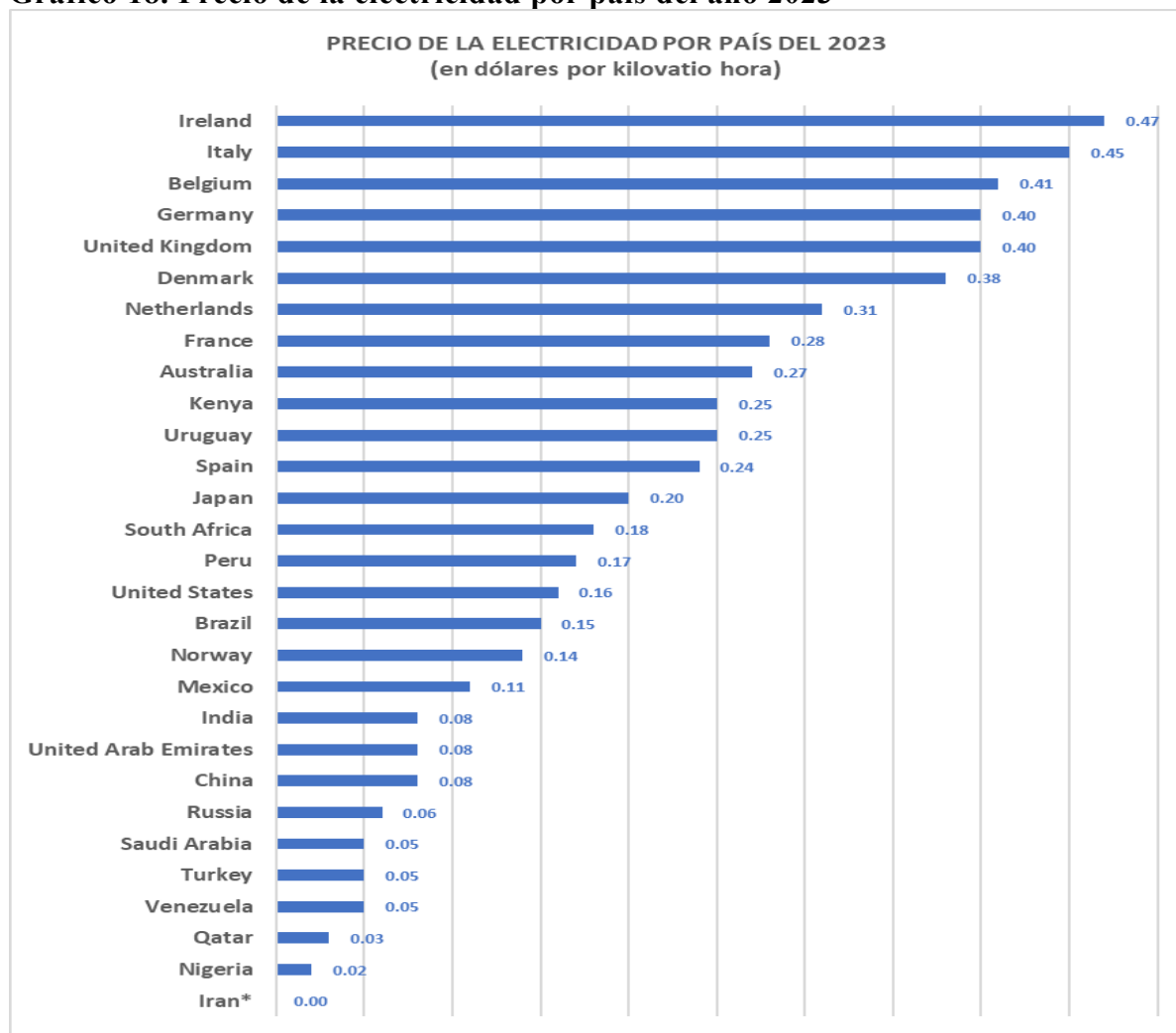
Elaboración propia. Fuente: <https://datos.enerdata.net/electricidad/estadisticas-mundiales-produccion>

Gráfico 17. Consumo de electricidad de los principales países del mundo de los años 2020, 2021 y 2022



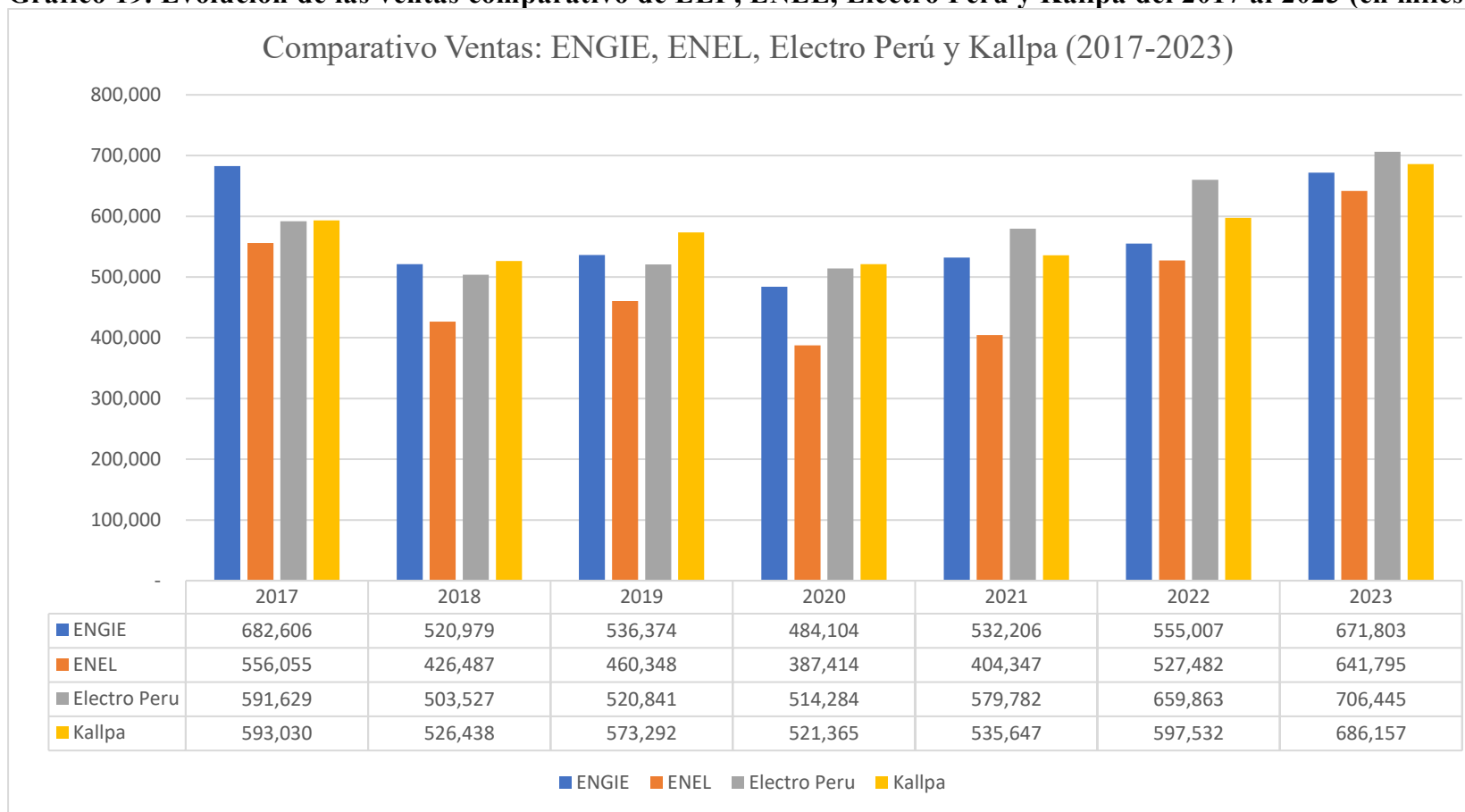
Elaboración propia. Fuente: datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo

Gráfico 18. Precio de la electricidad por país del año 2023



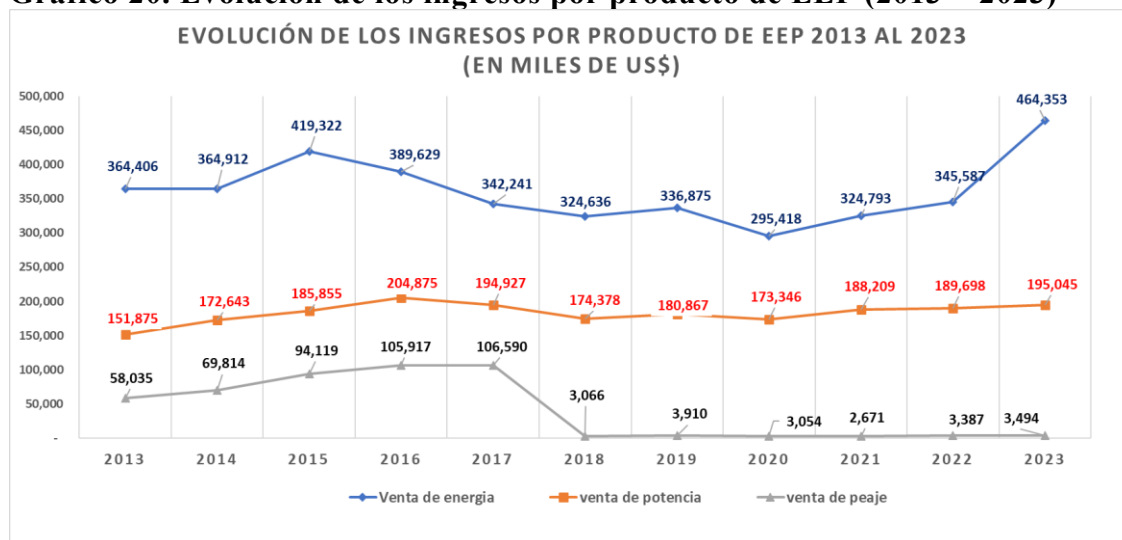
Fuente: Mundial; World Energy Council; septiembre de 2023

Gráfico 19. Evolución de las ventas comparativo de EEP, ENEL, Electro Peru y Kallpa del 2017 al 2023 (en miles de US\$)



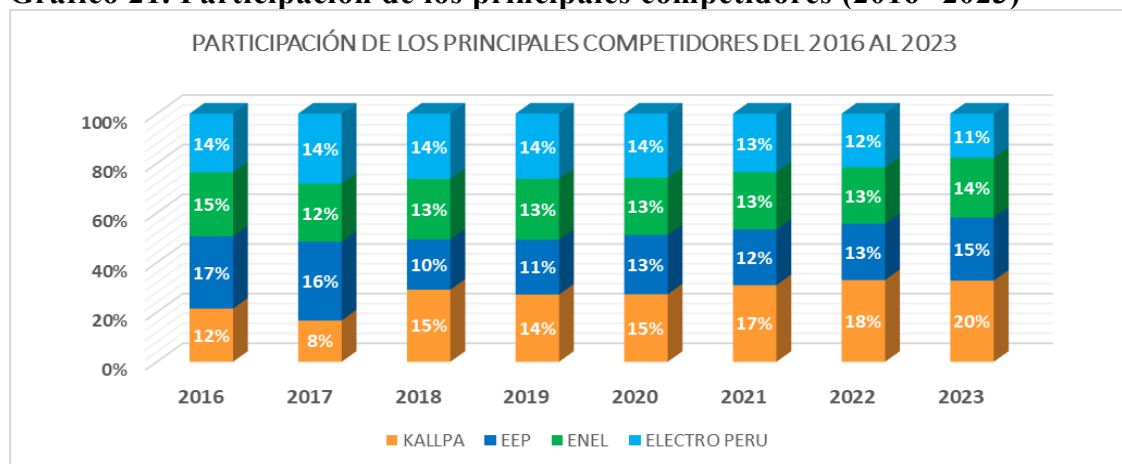
Elaboración Propia. Fuente: EEF 2017-2023 DE EEP – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 20. Evolución de los ingresos por producto de EEP (2013 – 2023)



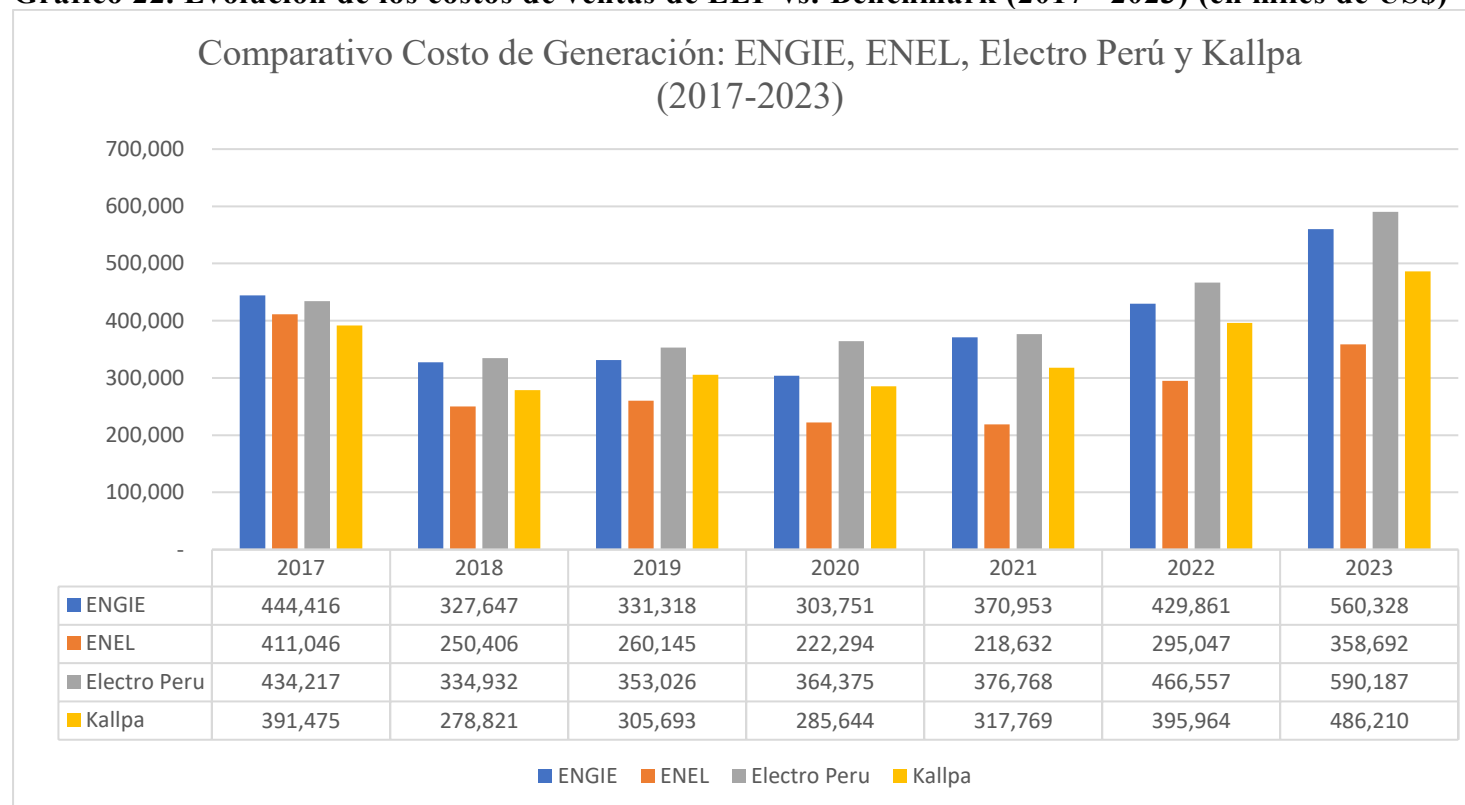
Elaboración Propia. Fuente: EEF 2013-2023 DE EEP – SMV.

Gráfico 21. Participación de los principales competidores (2016 -2023)



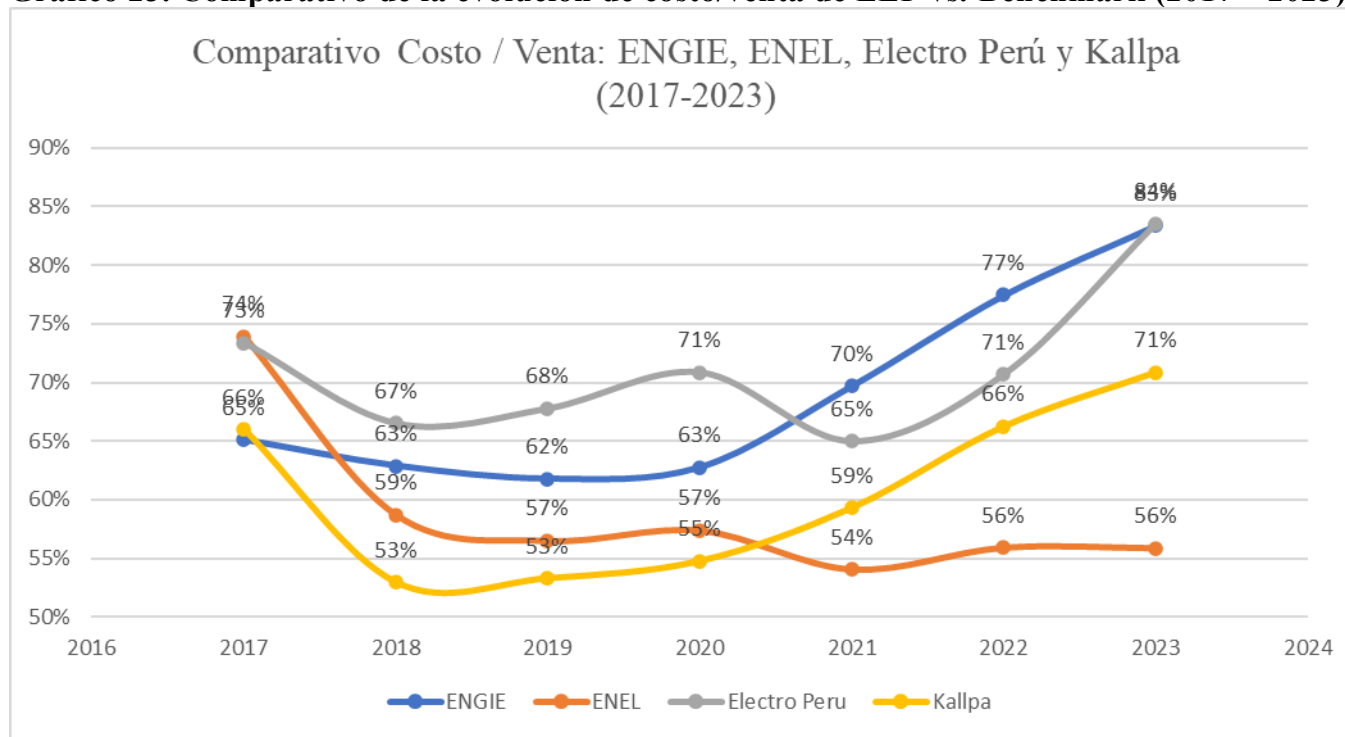
Elaboración Propia. Fuente: Boletín informativo COES.

Gráfico 22. Evolución de los costos de ventas de EEP vs. Benchmark (2017 –2023) (en miles de US\$)



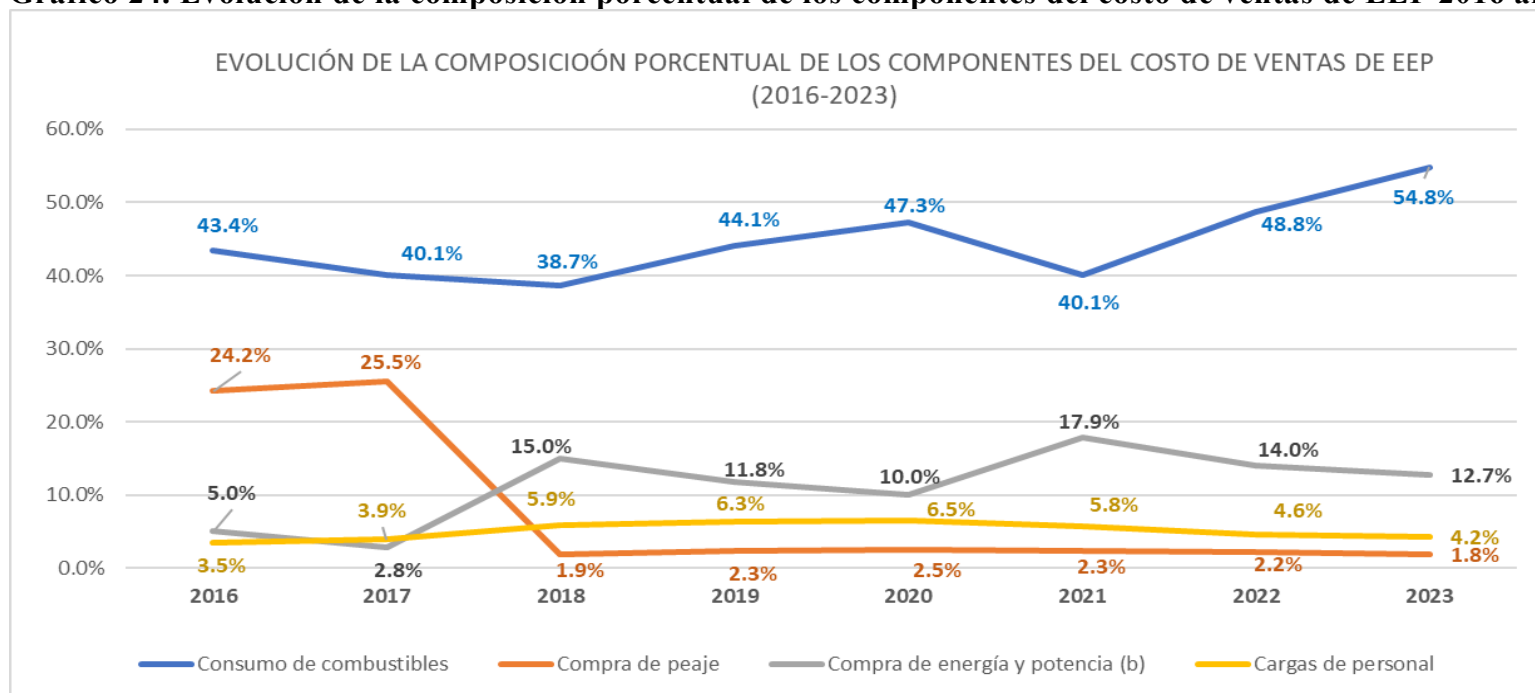
Elaboración Propia. Fuente: EEF 2017-2023 DE EEP y ENEL – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 23. Comparativo de la evolución de costo/venta de EEP vs. Benchmark (2017 – 2023)



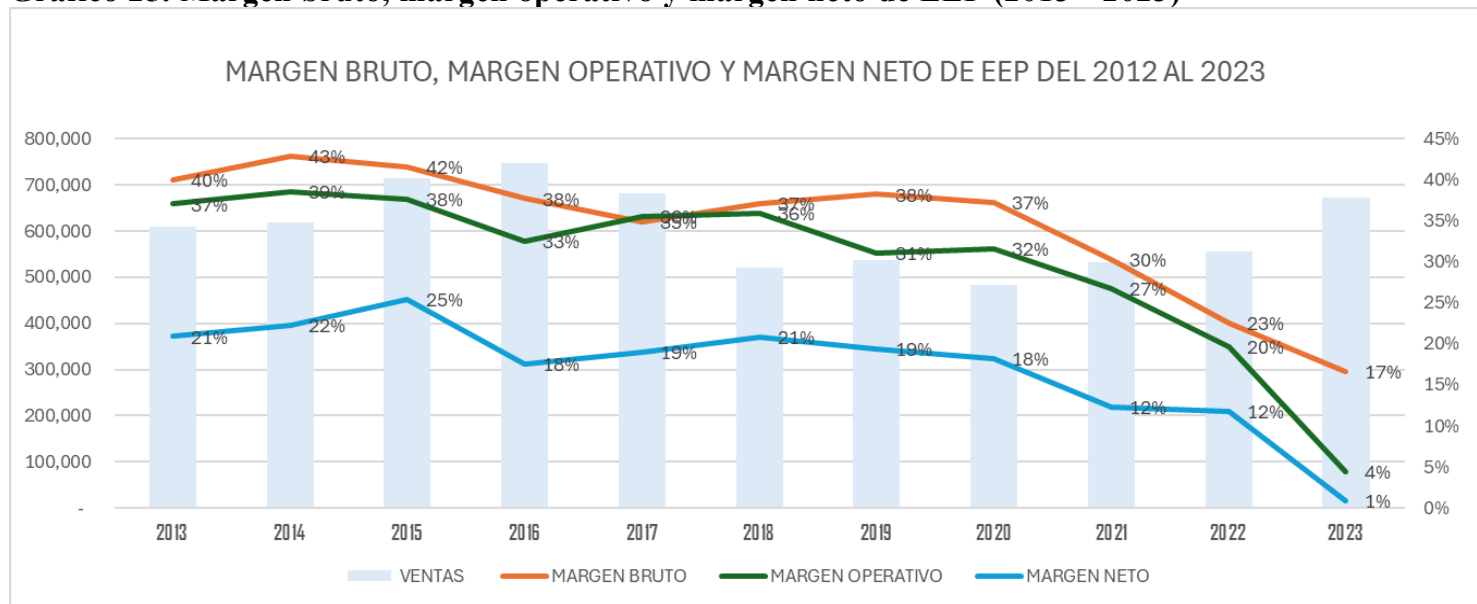
Elaboración Propia. Fuente: EEF 2017-2023 DE EEP y ENEL – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 24. Evolución de la composición porcentual de los componentes del costo de ventas de EEP 2016 al 2023



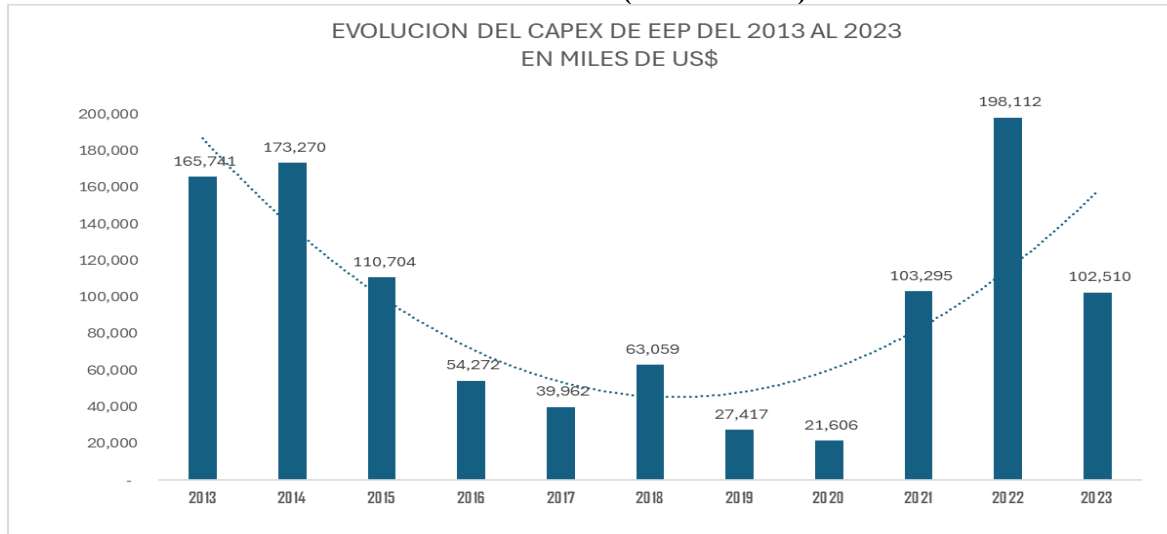
Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2016-2023 DE EEP – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 25. Margen bruto, margen operativo y margen neto de EEP (2013 - 2023)



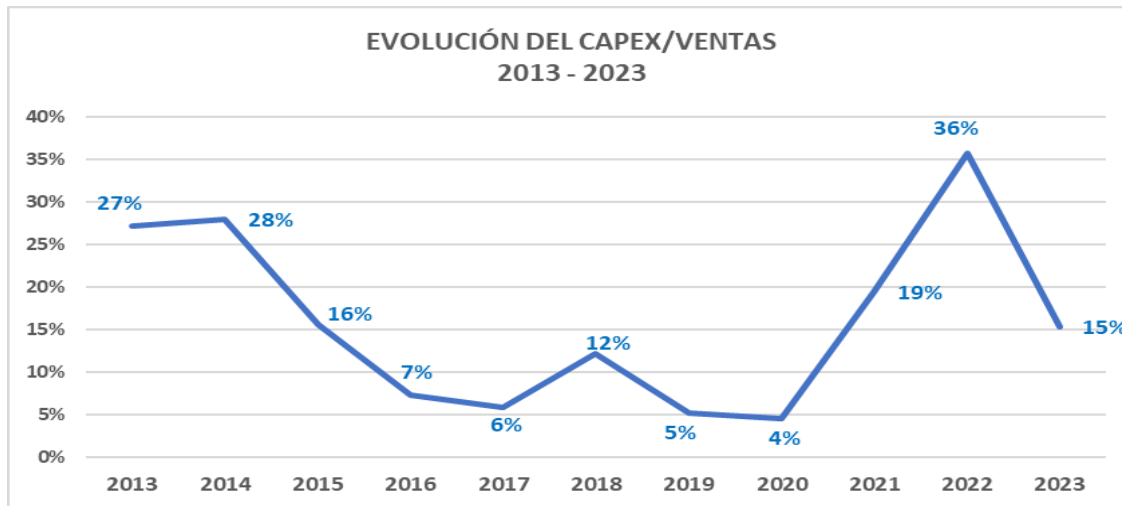
Elaboración Propia. Fuente: EEF 2013-2023 DE EEP – SMV

Gráfico 26. Evolución del CAPEX de EEP (2013 - 2023)



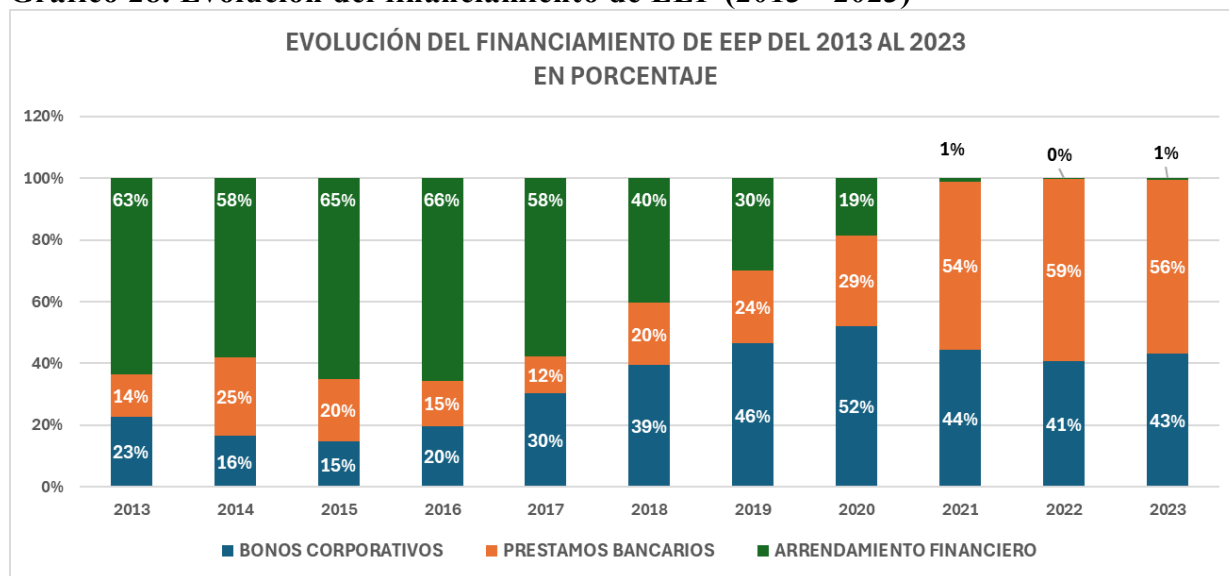
Elaboración Propia. Fuente: EEEF 2013-2023 DE EEP – SMV

Gráfico 27. Evolución CAPEX/VENTAS de los años 2013 al 2023



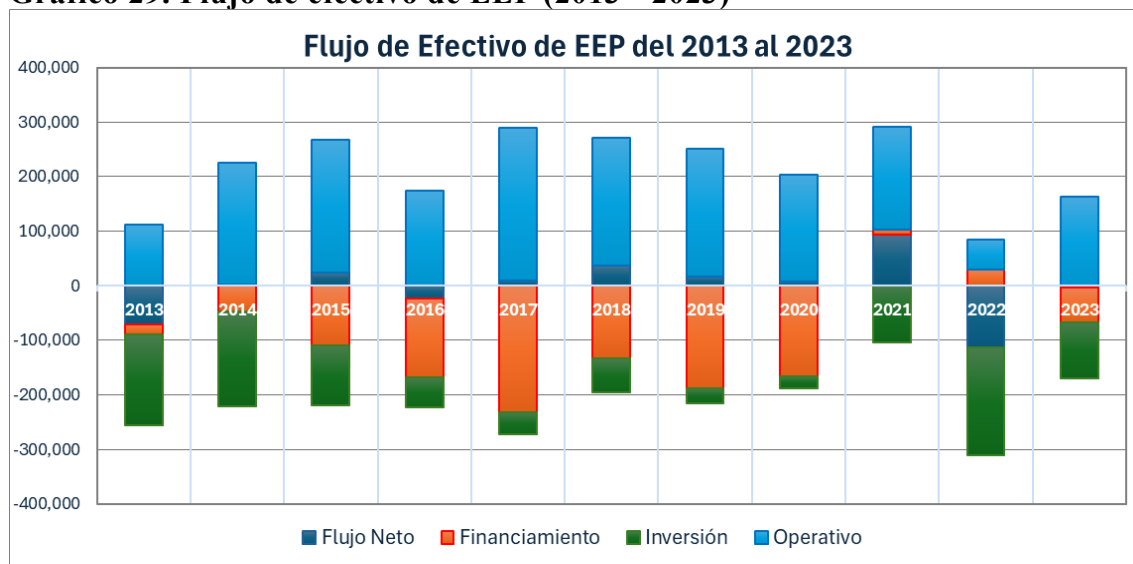
Elaboración Propia. Fuente: EEF 2013-2023 DE EEP – SMV

Gráfico 28. Evolución del financiamiento de EEP (2013 - 2023)



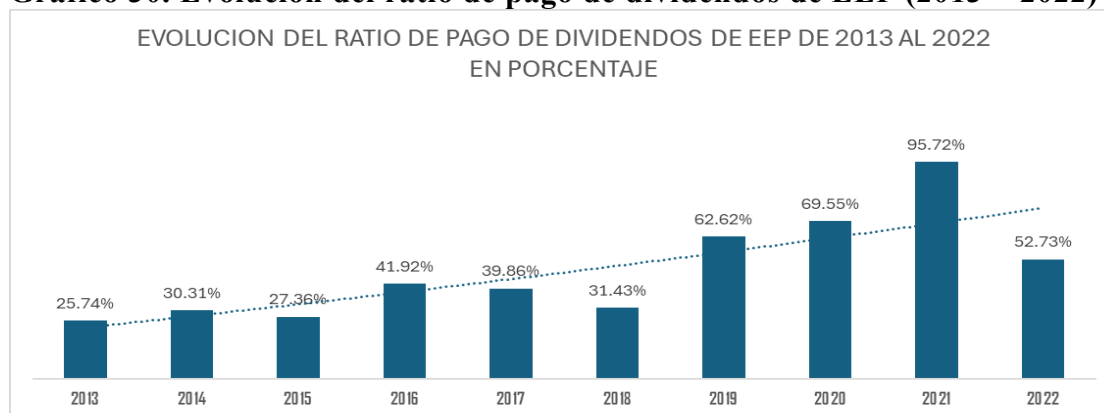
Elaboración Propia. Fuente: EEF 2013-2023 DE EEP – SMV

Gráfico 29. Flujo de efectivo de EEP (2013 - 2023)



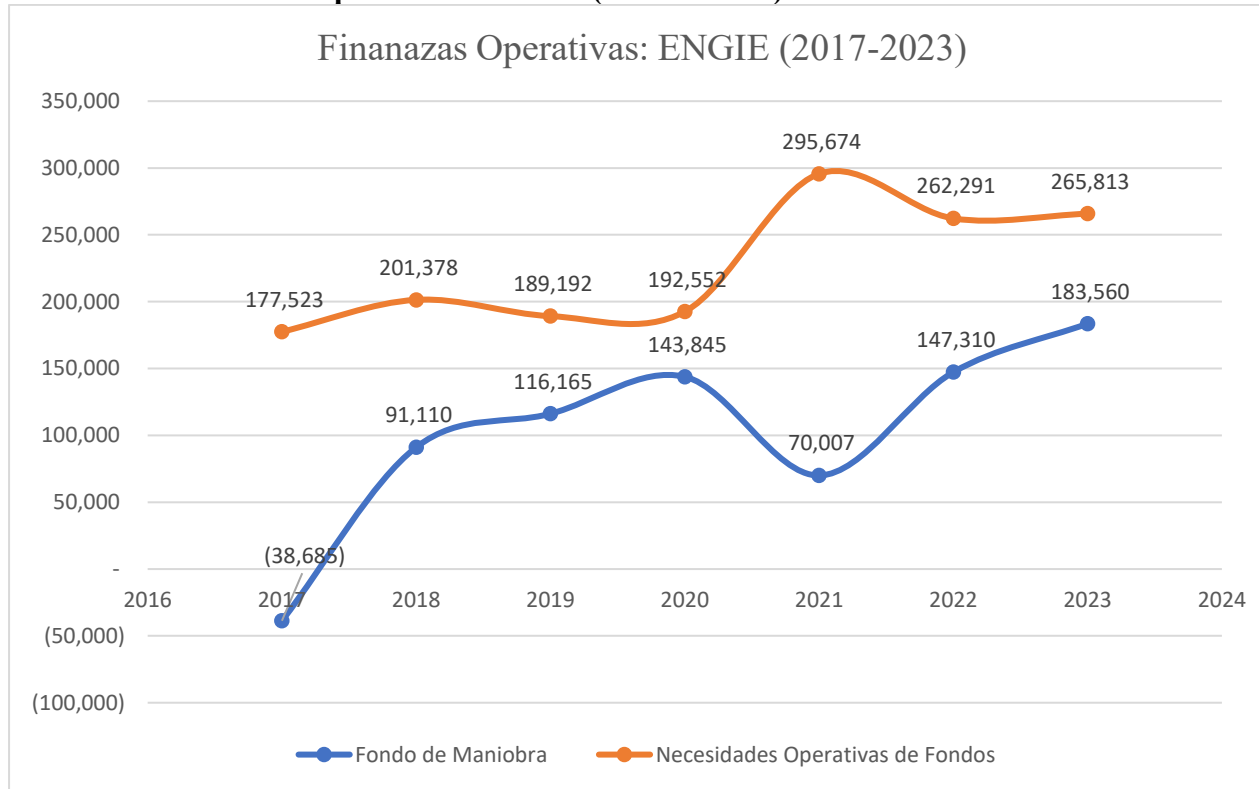
Elaboración Propia. Fuente: EEEF 2013-2023 DE EEP – SMV

Gráfico 30. Evolución del ratio de pago de dividendos de EEP (2013 – 2022)



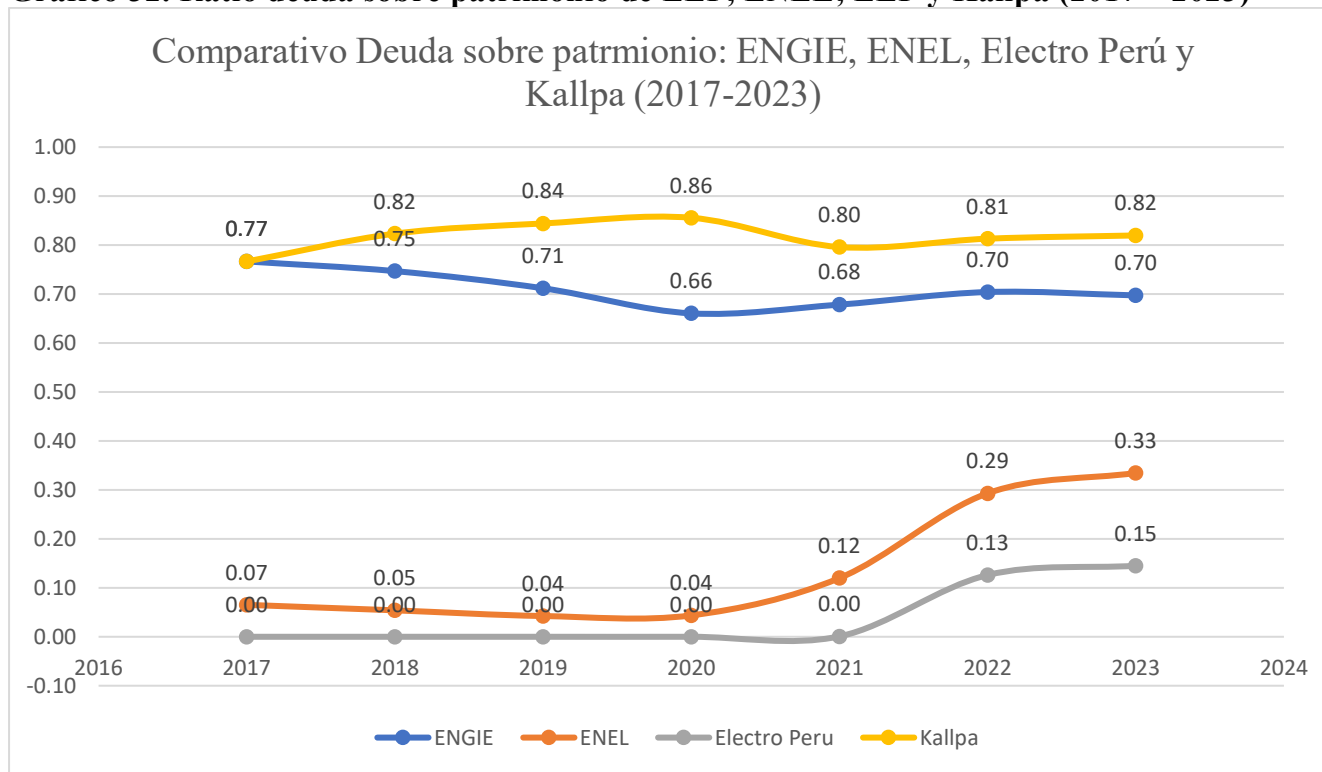
Elaboración Propia. Fuente: EEEF 2013-2023 DE EEP – SMV.

Gráfico 31. Finanzas operativas de EEP (2017 – 2023)



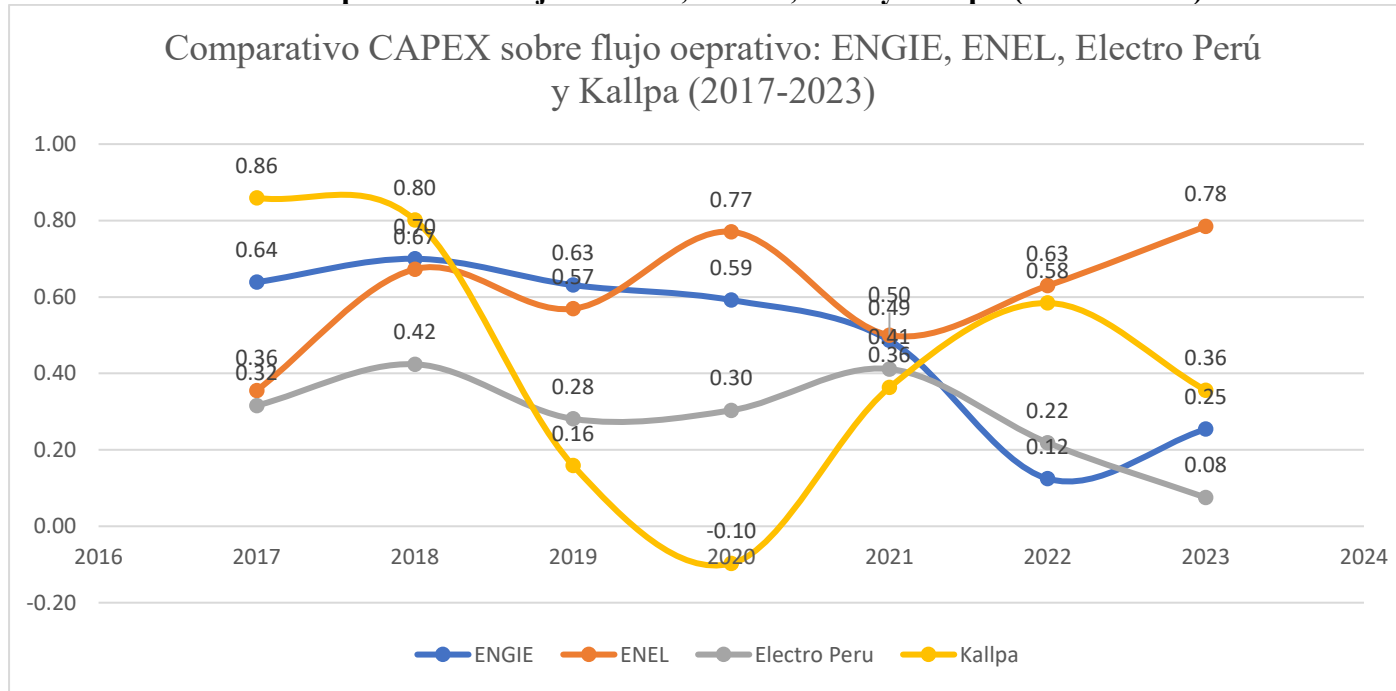
Elaboración Propia. Fuente: EEF 2017-2023 DE EEP – SMV

Gráfico 32. Ratio deuda sobre patrimonio de EEP, ENEL, ELP y Kallpa (2017 – 2023)



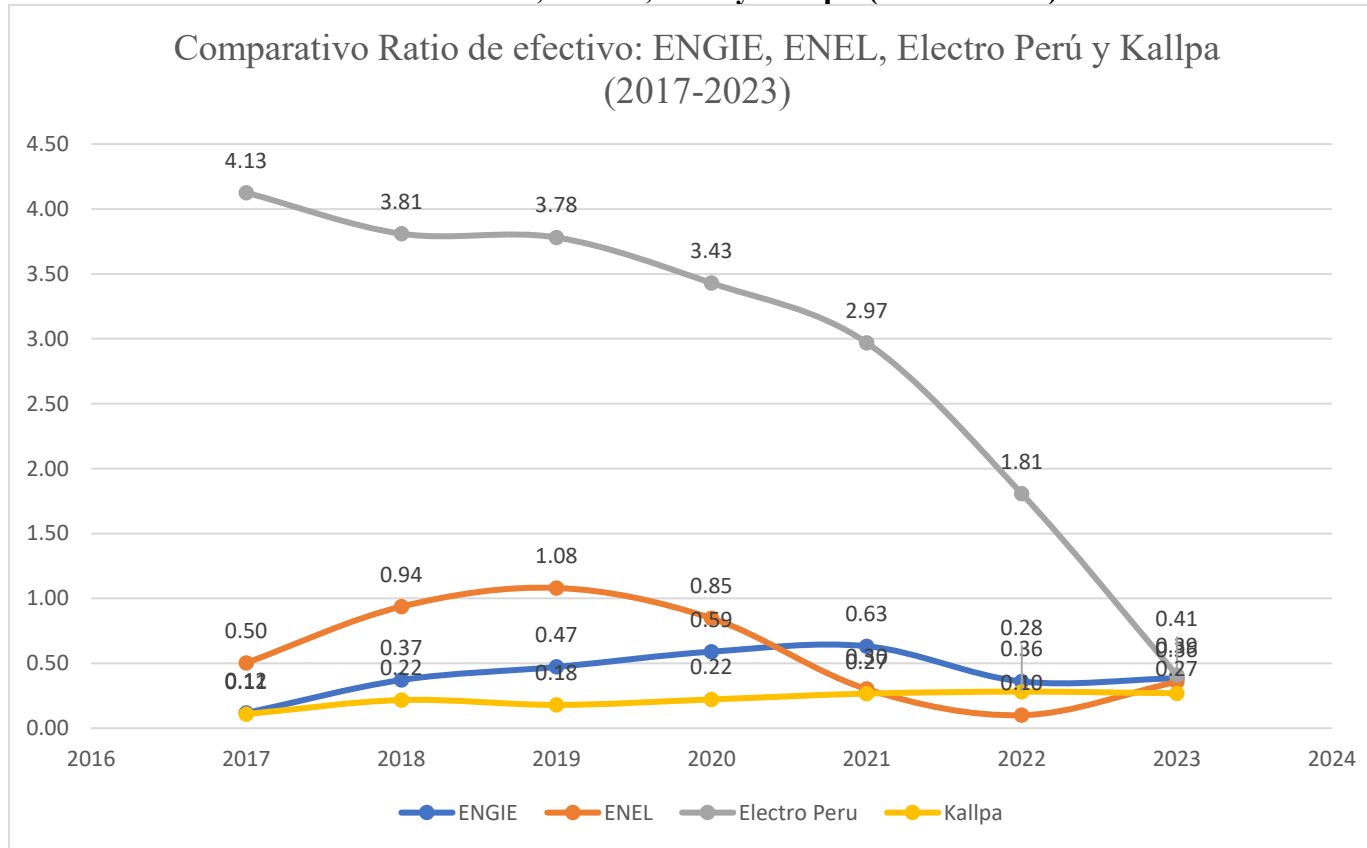
Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2017-2023 DE EEP – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 33. Ratio de capital de trabajo de EEP, ENEL, ELP y Kallpa (2017 – 2023)



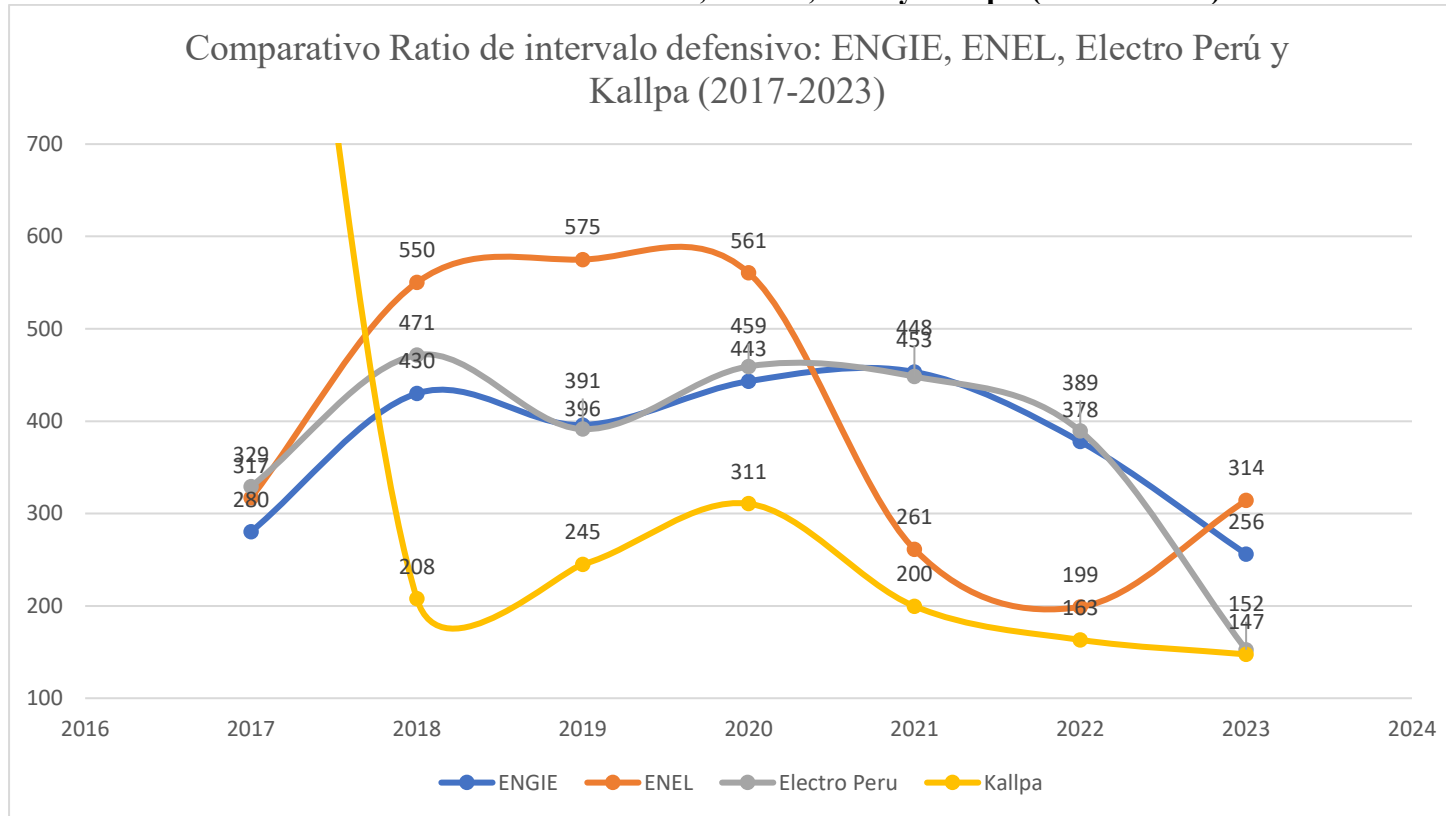
Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2017-2023 DE EEP – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 34. Ratio de efectivo de EEP, ENEL, ELP y Kallpa (2017 – 2023)



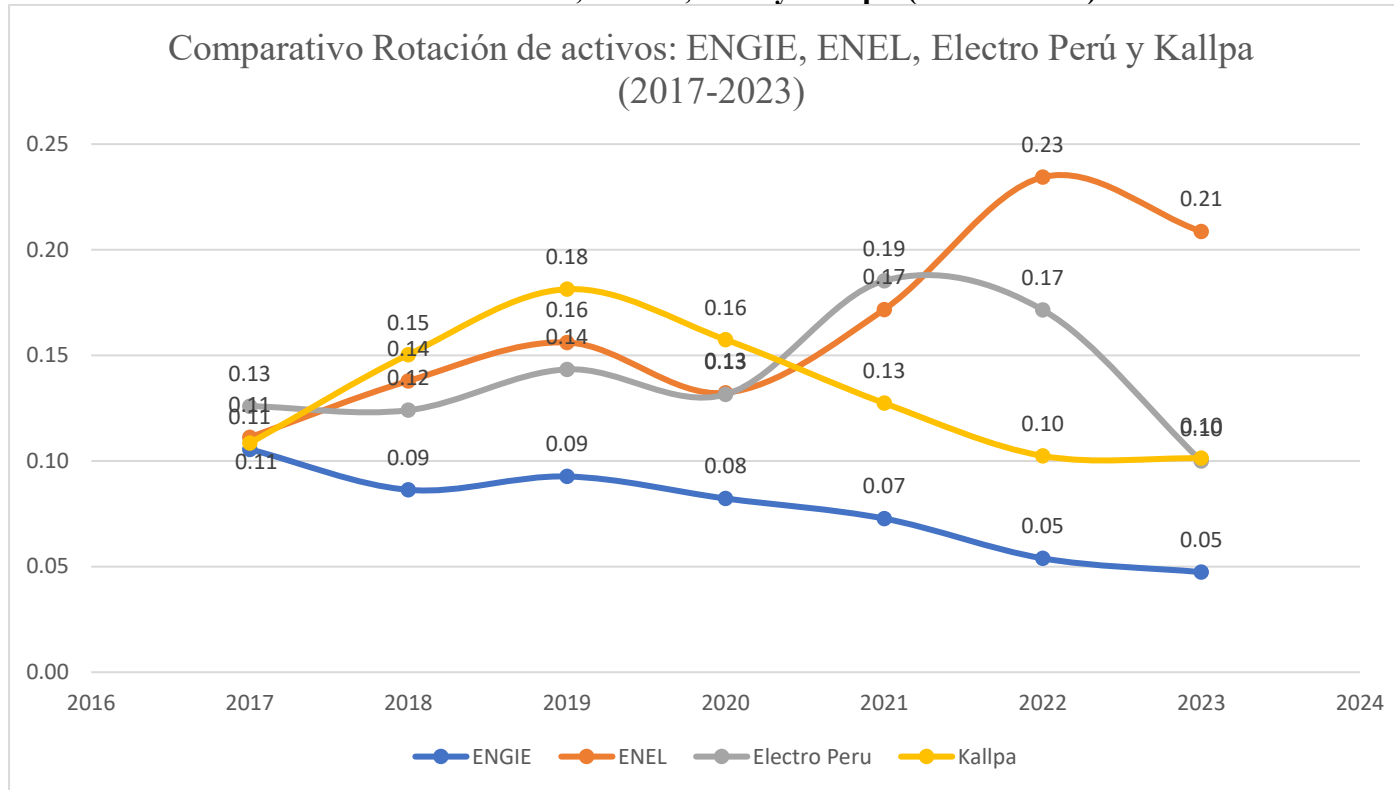
Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2017-2023 DE EEP – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 35. Ratio de intervalo defensivo de EEP, ENEL, ELP y Kallpa (2017 – 2023)



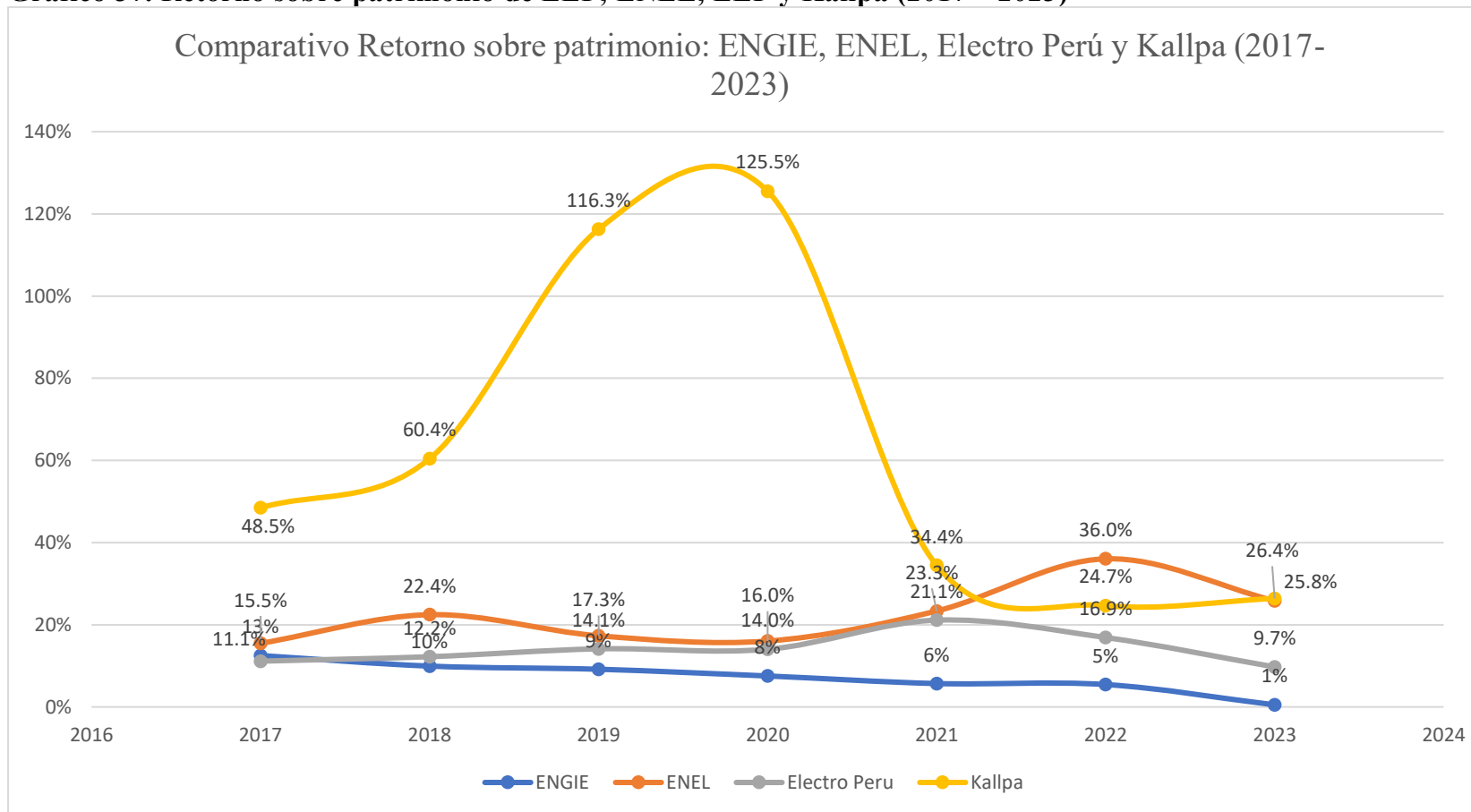
Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2017-2023 DE EEP – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 36. Rotación de activos de EEP, ENEL, ELP y Kallpa (2017 – 2023)



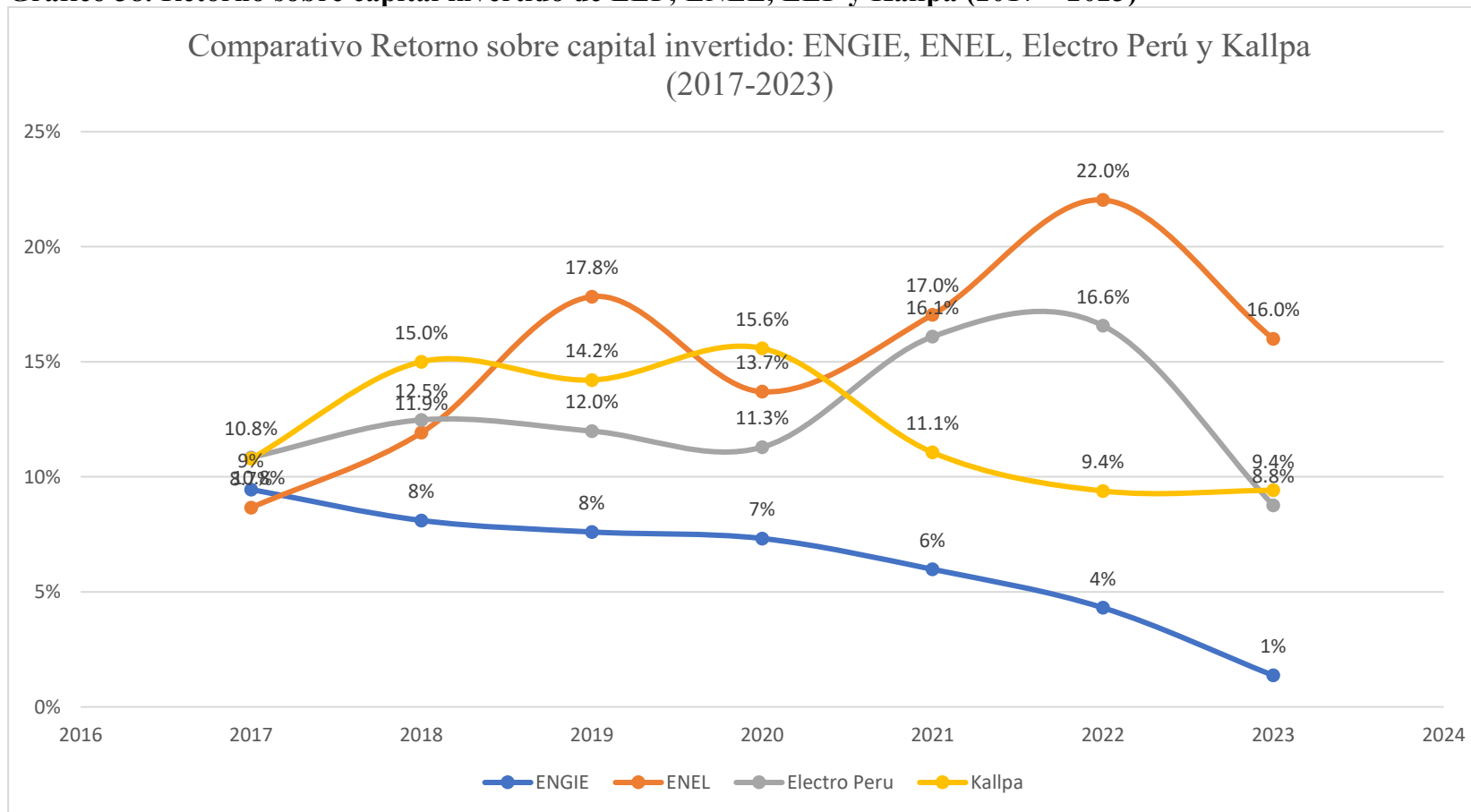
Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2017-2023 DE EEP – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 37. Retorno sobre patrimonio de EEP, ENEL, ELP y Kallpa (2017 – 2023)



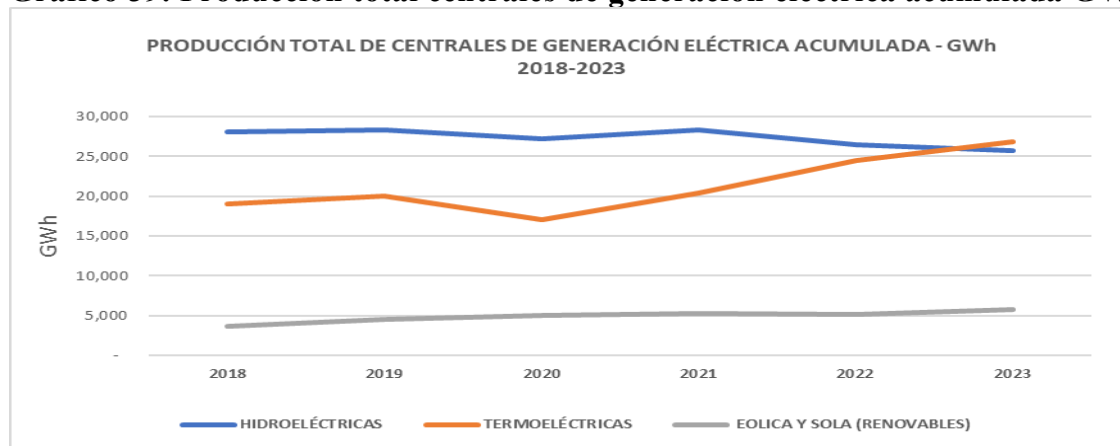
Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2017-2023 DE EEP – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 38. Retorno sobre capital invertido de EEP, ENEL, ELP y Kallpa (2017 – 2023)



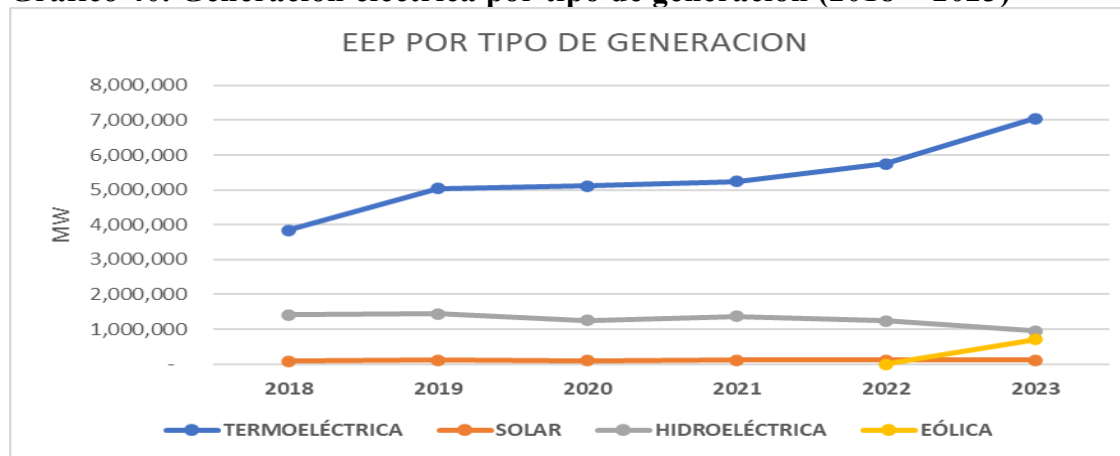
Elaboración Propia. Fuente: EEFF 2017-2023 DE EEP – SMV. Anuario estadístico OSINERGMIN.

Gráfico 39. Producción total centrales de generación eléctrica acumulada GWh (2018 – 2023)



Elaboración Propia. Fuente: Boletín COES-evaluación anual 2018-2023

Gráfico 40. Generación eléctrica por tipo de generación (2018 – 2023)

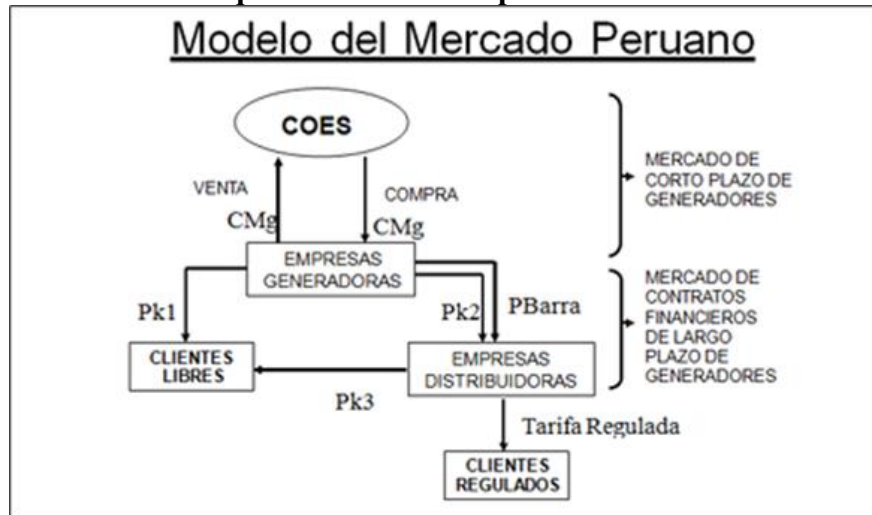


Elaboración Propia. Fuente: COES

TABLAS

IMÁGENES

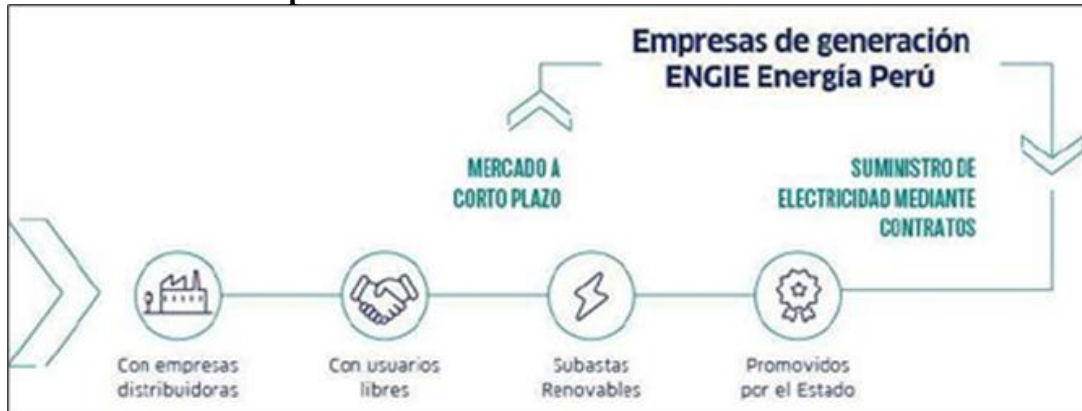
IMAGEN 2. Esquema del modelo peruano



Fuente: ODALE³²

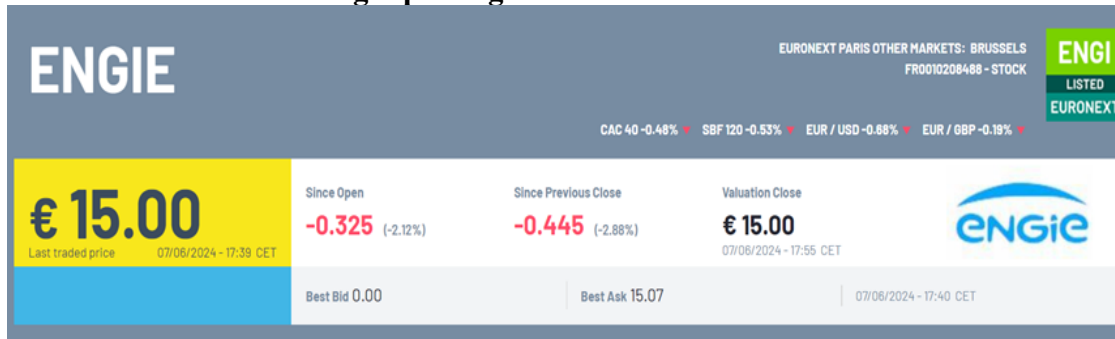
³² Informe: “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Perú”; ODALE; junio 2013.

IMAGEN 3. Participación en el sector eléctrico EEP



Fuente: Reporte Integrado EEP 2023

IMAGEN 4. Cotización grupo Engie



Fuente: www.euronext.com

IMAGEN 5. Cotización de la matriz Engie de los últimos 5 años, bolsa de valores de Bruselas en euros



Fuente: www.euronext.com

Imagen 6. Propósito corporativo de EEP



Fuente: Reporte integrado EEP 2023.