



**UNIVERSIDAD  
DEL PACÍFICO**

**Escuela de  
Postgrado**

**“VALORIZACIÓN DE ENEL GENERACIÓN PERU S.A.A.”**

**Trabajo de Investigación presentado  
para optar al Grado Académico de  
Magíster en Finanzas**

**Presentado por**

**Sra. Sofia Veronica Alverdi Ledesma**

**Sr. Rodrigo Ballon-Landa de la Colina**

**Sra. Pamela Zamudio Cisneros**

**Asesor: Jorge Eduardo Lladó Márquez**

**[0000-0003-0676-2666](tel:0000-0003-0676-2666)**

**Lima, noviembre 2021**

## **Resumen ejecutivo**

El objetivo del presente trabajo de investigación es valorizar la empresa Enel Generación Perú S.A.A, en adelante Enel, para estimar el valor fundamental de la acción al 31 de marzo del 2021.

Enel es una empresa dedicada a la generación de electricidad a través de centrales hidráulicas y térmicas ubicadas geográficamente en los departamentos de Lima y Junín. Al cierre del 2020, ocupó el segundo lugar en producción de energía en el país con una participación de mercado del 14.70%.

Para la presente valorización se utilizaron como fuentes de información los estados financieros consolidados al cierre del 2020, el dictamen de los auditores independientes, las memorias y reportes anuales, informes de gerencia, información del portal corporativo e informes de instituciones especializadas en el sector energía, así como entrevistas con directivos de la empresa y especialistas del sector.

La valoración de la compañía ha sido realizada con el método de flujos de caja libre descontados, realizando proyecciones de los estados financieros con un horizonte de diez años. Bajo los principales supuestos incluimos una proyección econométrica para la demanda de energía y el crecimiento promedio de la tarifa de clientes libres y regulados. Se obtiene un valor patrimonial de S/. 7,530 millones y un valor de acción de S/. 2.65, lo que representa un importe similar sobre el precio de la acción al 31 de marzo del 2021 (S/.2.60). Asimismo, en opinión de los principales analistas de mercado, el valor por acción promedio es de S/. 2.5, valor superior en 6% al valor de cierre de la valorización. Por otro lado, se utilizó la metodología de valorización por múltiplos

comparables, mediante la cual se obtuvo un valor por acción de S/.2.53. Este resultado es similar al valor calculado, lo cual es evidencia de la consistencia de la valorización. Por ello, por las razones descritas, la recomendación de los autores es mantener la acción dado que se espera que el desempeño de Enel se mantenga en línea con el mercado.

# Índice

Índice de tablas .....	v
Índice de figuras .....	vii
Introducción .....	ix
Capítulo I. Descripción del negocio y factores organizativos.....	1
1.1 Tipos de Clientes.....	1
1.2 Hechos de importancia .....	2
1.3 Accionistas.....	2
1.4 La acción en la Bolsa de Valores de Lima .....	3
1.5 Directorio .....	5
1.6 Organigrama y puestos claves .....	5
1.7 Análisis de la Cadena de Valor.....	5
1.8 Propuesta de valor.....	6
1.9 Modelo de negocio .....	7
1.10 Factores Organizativos y Sociales .....	8
Capítulo II. Análisis del Macroambiente .....	9
2.1 Análisis de la economía internacional.....	9
2.2 Análisis de la economía local.....	11
2.3 Análisis de la industria internacional .....	13
2.4 Análisis PESTEL.....	15
Capítulo III. Descripción y análisis de la industria. ....	16
3.1 Estructura de la industria .....	16
3.2 Análisis de la Demanda Potencial.....	19
3.3 Análisis de las 5 fuerzas de Porter .....	19
3.4 Matriz Boston Consulting Group (BCG).....	20
3.5 Identificación de los Principales Competidores.....	21
3.6 Participación de mercado.....	21
Capítulo IV. Posicionamiento competitivo .....	21
4.1 Visión, Misión y Valores .....	21
4.2 Ciclo de vida de la empresa.....	22
4.3 Análisis FODA.....	23
4.4 Ventajas Competitivas. ....	24

4.5 Matriz PEYEA .....	25
4.6 Revelamiento de la estrategia .....	27
Capítulo V. Análisis financiero y características de la inversión.....	27
5.1 Finanzas operativas.....	27
5.1.1 Análisis financiero .....	27
5.1.2. Análisis histórico de las NOF versus Fondo de Maniobra (FM) .....	33
5.2 Finanzas estructurales.....	35
5.2.1 Descripción de las políticas de la empresa .....	35
5.2.2 Características de la inversión de la empresa.....	35
5.2.3 Análisis del financiamiento (crédito, emisión de bonos, etc).....	37
5.3 Diagnóstico .....	38
Capítulo VI. Análisis de riesgos.....	39
Capítulo VII. Valorización.....	40
7.1 Método de valorización por flujo de caja descontados .....	40
7.1.1 Justificación del método.....	40
7.1.2 Estimación de la tasa de descuento .....	40
7.1.3 Supuestos del modelo .....	41
7.1.4 Proyección del flujo de caja libre .....	44
7.1.5. Estimación del valor de la acción .....	44
7.1.6 Análisis de sensibilidad.....	45
7.1.7 Simulación Montecarlo .....	46
7.1.8 Análisis de resultados.....	48
7.2. Otros métodos de valorización.....	48
7.2.1. Múltiplos de empresas comparables .....	48
7.2.2 Opinión de analistas.....	49
7.3 Recomendación de inversión .....	49
Bibliografía .....	50
Apéndices.....	52

## Índice de tablas

Tabla 1. Centrales por tipo y ubicación .....	1
Tabla 2. Tipos de Clientes .....	2
Tabla 3. Directorio .....	5
Tabla 4. Reporte de cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo ENEL-ENGIE.....	8
Tabla 5. Análisis PESTEL .....	15
Tabla 6. Producción de energía por recurso energético.....	16
Tabla 7. Principales participantes en el mercado de generación eléctrica.....	21
Tabla 8. Etapas del ciclo de vida.....	22
Tabla 9. Análisis FODA .....	24
Tabla 10. Matriz PEYEA .....	25
Tabla 11. Comparación de ratios financieros Enel - Benchmark 2019 .....	27
Tabla 12. Ratios de rentabilidad (%).....	28
Tabla 13. Ratios de liquidez .....	29
Tabla 14. Ratios operativos.....	30
Tabla 15. Ratios de solvencia .....	31
Tabla 16. Análisis horizontal (%) .....	32
Tabla 17. Crecimiento Compuesto .....	32
Tabla 18. Análisis vertical(%)......	33
Tabla 19. Payout Ratio % .....	35
Tabla 20. Composición de la inversión (Millones de soles) .....	36
Tabla 22. Deuda Financiera.....	37
Tabla 23. Deuda Financiera.....	37
Tabla 24. Resumen de riesgos.....	39
Tabla 25. Matriz probabilidad/impacto .....	39
Tabla 26. Parámetros CAPM .....	41
Tabla 27. Parámetros WACC.....	41
Tabla 28. Supuestos de proyección .....	42
Tabla 29. Flujo de caja proyectado (miles de soles).....	44
Tabla 30. Valorización de la acción Enel .....	45
Tabla 31. Variables de sensibilidad Montecarlo .....	47
Tabla 32. Múltiplos comparables .....	48
Tabla 33. Aplicación de mediana.....	49

Tabla 34. Opinión de analistas ..... 49

## Índice de figuras

Figura 1. Composición accionaria.....	3
Figura 2. Evolución de cotización (PEN).....	4
Figura 3. Variación porcentual de cotización ENGIE -ENEL (2017-2021).....	4
Figura 4. Cadena de valor .....	6
Figura 5. Canvas .....	7
Figura 6. Crecimiento mundial (Valor %) .....	10
Figura 7. Crecimiento América Latina (Valor %) .....	10
Figura 8. Crecimiento del PBI del 2011 al 2020 .....	11
Figura 9. Tasa de Inflación entre 2011 al 2020 .....	12
Figura 10. Tasa de interés de referencia entre 2016 al 2020 .....	12
Figura 11. Tasa de cambio nominal promedio entre 2011 y 2021 (soles por dólar).....	13
Figura 12. Consumo de energía eléctrica (Millones Kw/h).....	13
Figura 13. Generación eléctrica por fuente de energía (Valor %).....	14
Figura 14. Tarifa eléctrica (USD Kw/h).....	14
Figura 15. Margen de reserva (%) .....	18
Figura 16. Matriz BCG.....	20
Figura 17. Ciclo de vida .....	22
Figura 18. Evolución de la producción de energía (GWh) .....	23
Figura 19. Diagrama Matriz PEYEA.....	26
Figura 20. Margen EBITDA (Benchmark Histórico) % .....	28
Figura 21. Ratio de efectivo (Benchmark Histórico).....	29
Figura 22. Flujo de Caja Operativo/EBITDA (Benchmark Histórico) .....	30
Figura 23. Pasivo/Patrimonio Contable (Benchmark Histórico).....	31
Figura 24. Enel - Comportamiento histórico NOF vs FM (Miles de soles) .....	33
Figura 25. Engie - Comportamiento histórico NOF vs FM (Miles de dólares).....	34
Figura 26. Electro Perú - Comportamiento histórico NOF vs FM (Miles de dólares) .....	34
Figura 27. Evolución de inversiones, ventas, potencia y energía.....	36
Figura 28. Análisis de Sensibilidad.....	46
Figura 29. Simulación Montecarlo .....	46
Figura 30. Análisis Montecarlo.....	47

## Índice de Apéndices

Índice de Apéndices.....	viii
Apéndice I. Clientes libres y regulados.....	52
Apéndice II. Hechos de importancia.....	56
Apéndice III. Grupo económico.....	56
Apéndice IV. Organigrama y puestos claves.....	57
Apéndice V. Programas de responsabilidad social.....	58
Apéndice VI. Análisis PESTEL.....	58
Apéndice VII. Demanda potencial.....	64
Apéndice VIII. Análisis de las 5 fuerzas de Porter.....	67
Apéndice IX. Identificación de los Principales Competidores.....	69
Apéndice X. Visión, Misión y Valores.....	70
Apéndice XI. Revelamiento de estrategias.....	71
Apéndice XII. Estado de situación financiera (miles de soles).....	71
Apéndice XIII. Estado de resultados (miles de soles).....	72
Apéndice XIV. Estado de flujo de efectivo (miles de soles).....	73
Apéndice XV. Ratios Financieros Históricos.....	74
Apéndice XVI. Coherencia de las políticas financieras (Dupont del ROE).....	74
Apéndice XVII. Elaboración de la matriz de riesgos.....	75
Apéndice XVIII. Discusión sobre la tasa de descuento.....	79
Apéndice XIX. Determinación del WACC y el Ke.....	87
Apéndice XX. Selección de empresas comparables.....	89
Apéndice XXI. Proyección de Estado de Resultados (en miles de soles).....	91
Apéndice XXII. Proyección Estado de Situación Financiera (en miles de soles).....	92
Apéndice XXIII. Proyección del Estado de Flujo de Efectivo (en miles de soles).....	93
Apéndice XXIV. Ratios Financieros Proyectados.....	94
Apéndice XXV. Proyección de ingresos.....	95

## **Introducción**

Enel Generación Perú S.A.A forma parte del grupo Enel, el cual es una multinacional líder en los sectores de energía y gas. Tiene presencia en 32 países y en los 5 continentes. En América del Sur se encuentra en Argentina, Chile, Brasil, Colombia y Perú. Cuenta con una capacidad de 88 GW, una red de distribución de 2.2 millones de kilómetros y 74 millones de usuarios a nivel mundial.

Enel Generación Perú S.A.A (en adelante “Enel”) es una compañía dedicada a la generación de electricidad a través de fuentes hidráulica y térmica. Cuenta con once centrales ubicadas en Lima y Junín y una potencia efectiva total de 1,678.80 MW.

Al 31 de diciembre de 2020, los ingresos de Enel ascendieron a S/. 1,540 millones, lo cual representa un 7.7% menor al año 2019; la utilidad operativa se situó en S/. 663 millones lo que representó una caída de 10.4% respecto del año 2019 y el margen EBITDA fue 52.85% lo que representó 0.44% menor al año anterior. Estas cifras son consistentes al impacto que sufrió el sector eléctrico en el segundo trimestre del año por efecto de las restricciones dadas por el Estado como medida de respuesta a la propagación del COVID19. Las acciones de la empresa se negocian en la Bolsa de Valores de Lima con el nemónico ENGEPEC1, en los últimos cinco años el precio oscila entre S/.1.74 y S/.3.22, siendo el precio al 31 de marzo 2021 de S/. 2.60.

Elegimos esta compañía por la importancia que tiene el sector energético en el desarrollo del país, al ser uno de los principales pilares tanto para los procesos industriales como para el bienestar general de la población. Enel es una de las empresas líderes del sector, que se encuentra en constante optimización de sus procesos productivos a fin de generar eficiencia en la generación de energía.

## Capítulo I. Descripción del negocio y factores organizativos

Enel Generación Perú S.A.A (en adelante “Enel”) es una compañía dedicada a la generación de electricidad a través de once centrales que se encuentran ubicadas en Lima y Junín. La compañía es subsidiaria de Enel Perú SAC, que a su vez forma parte del Grupo Enel de Italia, multinacional que opera en 32 países en los 5 continentes en los sectores de energía y gas, con un volumen de ventas de 71.4 mil millones de euros.

Enel produce energía a través de dos fuentes: hidráulica y térmica (gas natural y petróleo). La hidráulica proviene de 8 centrales situadas en Lima y Junín y la térmica proviene de 3 centrales ubicadas en el departamento de Lima. Cuenta con una potencia efectiva total de 1,678.80 MW.

**Tabla 1. Centrales por tipo y ubicación**

Central	Tipo de Central	Ubicación	Potencia Efectiva MW	Participación %
Huinco	Hidráulica	Lima	277.9	16.6%
Matucana	Hidráulica	Lima	137	8.2%
Callahuanca	Hidráulica	Lima	84.4	5.0%
Moyopampa	Hidráulica	Lima	69.1	4.1%
Huampani	Hidráulica	Lima	30.9	1.8%
Her 1	Hidráulica	Lima	0.7	0.0%
Yanango**	Hidráulica	Junín	43.1	2.6%
Chimay**	Hidráulica	Junín	152.3	9.1%
Santa Rosa	Térmica	Lima	226.2	13.5%
Santa Rosa 2	Térmica	Lima	187.8	11.2%
Ventanilla	Térmica	Callao	469.4	28.0%
		Total	1678.8	100.0%

\*\* Centrales pertenecen a la subsidiaria Chinango SAC

Fuente: Memoria Anual Enel Generación Perú, 2020. Elaboración Propia.

### 1.1 Tipos de Clientes

Enel tiene 2 tipos de clientes identificados: Libres y Regulados. La principal diferencia entre ellos radica en la libertad para fijar un precio de comercio. A continuación, se muestra un cuadro con las principales características de ambos clientes:

**Tabla 2. Tipos de Clientes**

<b>Cliente Libre</b>	<b>Cliente Regulado</b>
Niveles de consumo con potencia contratada igual o superior a 0.2 MW	Niveles de consumo con potencia contratada menores a 0.2 MW
No se encuentran sujetos a regulación de precios	Se encuentran sujetos a regulación de precios
Los precios dependen de lo establecido en el contrato de suministro de cada usuario libre con su suministrador	El precio es establecido por OSINERGMIN
Pueden participar del mercado a corto plazo	No pueden participar del mercado a corto plazo

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Minería y Energía, 2019. Elaboración propia.

En los clientes libres Enel tiene una marcada concentración y relación con la industria minera y el sector industrial, para el caso de los clientes regulados los principales son su relacionada Enel Distribución Perú y Luz del Sur. El listado completo de clientes por potencia contratada y su proyección para el año 2030 se encuentra en el Apéndice I.

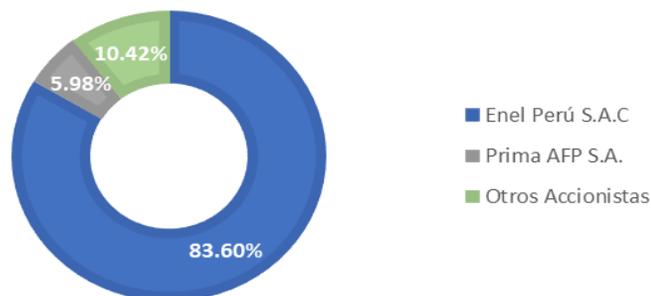
### **1.2 Hechos de importancia**

Los hechos de importancia se describen en el Apéndice II.

### **1.3 Accionistas**

Los principales accionistas son Enel Perú S.A.C quien es titular del 83.60% del total de acciones y Prima AFP S.A., administradora de fondos de pensión perteneciente al Grupo Sura quien es titular del 5.98% de las acciones.

**Figura 1. Composición accionaria**



Fuente: Memoria Anual Enel Generación Perú, 2020. Elaboración Propia.

Cabe indicar que la empresa forma parte del grupo económico Enel, liderado por la matriz italiana Enel S.p.A, a través de la participación en la sociedad chilena Enel Américas S.A., quien es el principal accionista de Enel Perú S.A.C. (Ver Apéndice III)

#### **1.4 La acción en la Bolsa de Valores de Lima**

Las acciones de la empresa se negocian en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) con el nemónico ENGEPEC1. Al 31 de diciembre de 2020 el capital social de la empresa es de S/ 2,498,101,267, el cual corresponde a 2,838,751,440 acciones comunes con derecho a voto y con un valor nominal de S/ 0.88 y una frecuencia de negociación de 52.36%. En cuanto a liquidez, Enel se ubica en el puesto 27 de 296 acciones evaluadas en el ranking anual de la BVL que toma en cuenta monto negociado, frecuencia de cotización y número de cotizaciones.

En cuanto al comportamiento de la acción, en los últimos años el precio presentó tendencia estable, sin embargo, en el 2020 la cotización tuvo una baja en el segundo trimestre debido a las restricciones en materia económica diseñadas en respuesta a la propagación del COVID19 en nuestro país, en el tercer trimestre inicia recuperación, cerrando el año con un precio de S/. 2.0, lo cual representa una disminución del 15% en comparación al precio del cierre 2019.

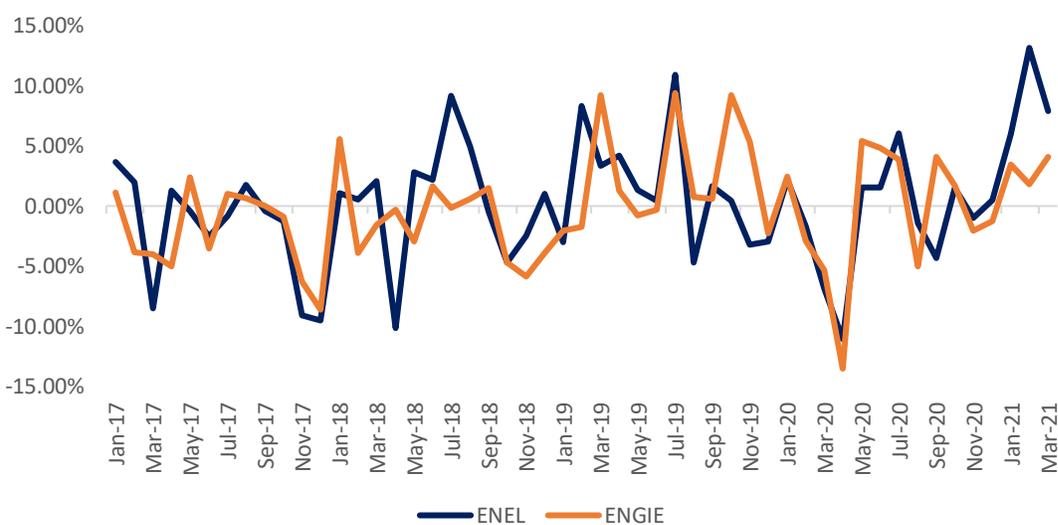
**Figura 2. Evolución de cotización (PEN)**



Fuente: Bolsa de Valores de Lima. Elaboración propia.

Respecto al comportamiento de la empresa comparable ENGIE, ambas mantienen una tendencia similar, siendo las variaciones de ENGIE más significativas. Ambas series están correlacionadas positivamente ( $r=0.62$ ).

**Figura 3. Variación porcentual de cotización ENGIE -ENEL (2017-2021)**



Fuente: Bolsa de Valores de Lima. Elaboración propia.

## 1.5 Directorio

El Directorio de Enel está compuesto por siete miembros, los cuales son elegidos por la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas, por el período de un año, siendo cuatro de ellos directores dependientes y tres independientes. La relación de directores, así como su vinculación y antigüedad se encuentran en la tabla 3.

**Tabla 3. Directorio**

<b>Nombre del Director</b>	<b>Vinculación</b>	<b>Cargo</b>	<b>Antigüedad</b>
José Manuel Revuelta Mediavilla	Dependiente	Presidente	Junio 2018
Guillermo Lozada Pozo	Dependiente	Vicepresidente	Marzo 2017
Daniel Abramovich Ackerman	Dependiente	Director	Marzo 2019
Ernesto Villanueva Roca	Dependiente	Director	Marzo 2019
Elena Conterno Martinelli	Independiente	Director	Marzo 2019
Francisco García Calderón Portugal	Independiente	Director	Marzo 2015
Carlos Rojas Perla	Independiente	Director	Marzo 2018

Fuente: Memoria Anual Enel Generación Perú, 2020. Elaboración Propia.

## 1.6 Organigrama y puestos claves

Enel desarrolla cada una de sus divisiones conforme a sus líneas funcionales, unidades de operaciones y procesos. El detalle se encuentra en el Apéndice IV.

## 1.7 Análisis de la Cadena de Valor

Empleando el marco teórico de Porter (2010), se construyó la cadena de valor adaptándola a la realidad de la empresa. Esta herramienta permite tener una visión completa de las actividades (primarias y de soporte) que son requeridas para brindar un producto o servicio desde su inicio y a través de las diferentes fases de producción. Enel opera en el inicio de la cadena de valor energética teniendo centrales hidroeléctricas y térmicas. En las actividades primarias, la logística de entrada difiere del tipo de central, por ejemplo, las hidroeléctricas tienen flujo continuo del recurso, caso que no aplica para las térmicas, que sí necesitan un plan de abastecimiento de combustible. Las subsecuentes actividades (Operaciones, Logística de Salida, Marketing y

Ventas y Servicio) fluyen para ambas centrales desde la operación y mantenimiento hacia la adecuada gestión de la conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y la correcta administración de la potencia contratada con clientes libres y regulados, lo que finalmente es retroalimentado por el servicio postventa diferenciado. Dentro de las actividades de soporte, se sitúan, las inversiones en eficiencia operativa que buscan mantener la potencia efectiva (Infraestructura); gestión del personal altamente calificado (Recursos humanos); manejo del Sistema de Gestión Integrado con el fin de mejorar la eficiencia energética de sus centrales (Desarrollo de Tecnología); gestión del proceso de abastecimiento y manejo de tesorería.

**Figura 4. Cadena de valor**



Fuente: Porter (2010). Elaboración propia.

### 1.8 Propuesta de valor

Según Osterwalder, Pigneur y Tucci (2005), la propuesta de valor describe los productos y servicios que ofrece la organización y crean valor para el cliente, buscando la solución de problemas y la satisfacción de necesidades del cliente.

La propuesta de valor de Enel es suministrar energía constante e ininterrumpida, ofreciendo un servicio de alta calidad, seguridad y fiabilidad, articulando su modelo de negocio con base en la sostenibilidad e innovación.

## 1.9 Modelo de negocio

Osterwalder, Pigneur y Tucci (2005) consideran que el modelo Canvas es una metodología de análisis que nos ayuda a comprender el modelo de negocio. De acuerdo con este modelo, el negocio se divide en nueve módulos para explicar cómo se generan ingresos y valor. El modelo comienza analizando la propuesta de valor de la empresa, los canales de distribución, las relaciones con los clientes, las fuentes de ingresos, la disponibilidad de recursos, las actividades clave, los contactos externos y el costo de la estructura para tener una imagen completa del modelo del negocio.

Figura 5. Canvas

<p><b>PARTNERS/ PROVEEDORES CLAVE</b></p> <p>1) Proveedores - Socios estratégicos a largo plazo que proveen el gas natural y combustible para sus centrales así como su operación y mantenimiento.                  2) Grupo Enel - Empresa matriz con amplia experiencia en el sector a nivel mundial y respaldo financiero para proyectos nuevos.                  3) Distribuidores - empresas que transportan la energía de las centrales a los consumidores finales.                  4) Clientes No Regulados - Clientes que deciden entrar en contratos con EGP al largo plazo para el suministro de la energía que usan en sus operaciones.                  5) Promotores, que establecen las políticas y lineamientos del sector, como el Ministerio de Energía y Minas.</p>	<p><b>ACTIVIDADES CLAVE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación - Generar energía constante e ininterrumpida, además el abastecimiento debe cumplir con lo exigido por los organismos reguladores..</li> <li>- Innovación: Promover la mejora continua de sus operaciones buscando la eficiencia para el consumidor final.</li> <li>- Venta: Vender energía a clientes libres y regulados según sus necesidades, cumpliendo con los contratos..</li> </ul>	<p><b>PROPUESTA DE VALOR</b></p> <p>Suministrar energía constante e ininterrumpida, ofreciendo un servicio de alta calidad, seguridad y fiabilidad, articulando su modelo de negocio con base en la sostenibilidad e innovación.</p>	<p><b>RELACIÓN CON LOS CLIENTES</b></p> <p>Enel mantiene con sus clientes una relación de confianza y cercanía. La empresa, incluyendo a su subsidiaria, tiene contratos vigentes a diciembre de 2019 por 1 032 MW con clientes libres y 901 MW con clientes regulados.</p>	<p><b>SEGMENTOS DE CLIENTES</b></p> <p>Clientes Libres: Empresas de distintos sectores industriales (principalmente el sector minero) como: Minera Las Bambas, Minera Chinalco, Hudbay Perú y Shougang Hierro Perú entre otros.</p> <p>Clientes Regulados: Empresas Distribuidoras, siendo Enel Distribución Perú y Luz del Sur las de mayor potencia contratada.</p>
<p><b>RECURSOS CLAVE</b></p> <p>1) Infraestructura; Centrales Hidroeléctricas y térmicas, lo cual significa una fuerte inversión.                  2) Gas Natural: para el funcionamiento de las centrales térmicas.                  2) Recurso Humano: personal constantemente capacitado.</p>		<p><b>CANALES</b></p> <p>La energía se distribuye a través de empresas distribuidoras en el caso de clientes regulados y en forma directa en el caso de clientes libres.</p>		
<p><b>COSTES DE ESTRUCTURA</b></p> <p>La estructura de costos de Enel esta enfocado en lograr la estructura más eficiente y la reducción de costos. El costo más significativo que tiene es el suministro, transporte y distribución del gas natural, su insumo principal para la generación de energía. Sus otros costos grandes son la depreciación de sus instalaciones y el mantenimiento de la infraestructura.</p>			<p><b>FUENTES DE INGRESOS</b></p> <p>Enel Generación tiene ingresos por la venta de energía y potencia, es estos ingresos 30% es venta a empresas relacionadas es 70% es venta a terceros. Asimismo, los ingresos de clientes libres es de 56% y clientes regulados 44%.</p>	

Fuente: Osterwalder & Pigneur (2011). Elaboración propia.

## 1.10 Factores Organizativos y Sociales

Enel tiene como pilares el gobierno corporativo, la ética y la responsabilidad social.

### Gobierno corporativo

Conforme a los estándares internacionales de Gobierno Corporativo del Grupo Enel y los Principios de Buen Gobierno Corporativo para las Sociedades Peruanas de la Superintendencia del Mercado de Valores, el máximo órgano de gobierno corporativo es la Junta General de Accionistas, la cual delega en el Directorio las funciones de gestión de la empresa. Para asegurar su efectividad, la empresa cuenta con un Código de Conducta, Estatuto del Directivo, Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores, Normas Internas de Conducta para la Comunicación de Hechos de Importancia, Información Reservada y Otras Comunicaciones y un modelo de Prevención de Riesgos Penales.

Conforme al reporte de cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo para las sociedades peruanas del año 2020 presentado a la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV), Enel tiene un cumplimiento del 78%, el cual es superior al benchmark local.

**Tabla 4. Reporte de cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo ENEL-ENGIE**

Pilares	ENEL		ENGIE	
	SI	NO	SI	NO
Derecho de los Accionistas	11	2	8	6
Junta General de Accionistas	9	6	7	8
El Directorio y La Alta Gerencia	33	6	29	10
Riesgo y Cumplimiento	11	2	13	0
Transparencia de la información	2	3	3	2
Total	66	19	60	26
Cumplimiento %	78%		70%	

Fuente: Superintendencia de Mercado de Valores, 2021. Elaboración propia.

## **Ética Corporativa**

Enel cuenta con lineamientos de ética corporativa, a través de los cuales asegura el cumplimiento de los compromisos con sus grupos de interés. Para ello se basa en el Código Ético, Código de Conducta del Empleado, Plan de Tolerancia cero a la corrupción, Protocolos de tratamiento con funcionarios público y de regalos, entre otros.

## **Responsabilidad Social**

La empresa identifica ocho grupos de interés, con los cuales mantiene compromisos alineados a los Principios del Pacto Mundial y los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Realiza monitoreos para determinar los canales de comunicación más efectivos teniendo en cuenta el grado de influencia del grupo en las decisiones estratégicas de la empresa, la dependencia frente a las actividades y la atención requerida en controversias. Los principales programas que realiza la empresa se detallan en el Apéndice V.

## **Capítulo II. Análisis del Macroambiente**

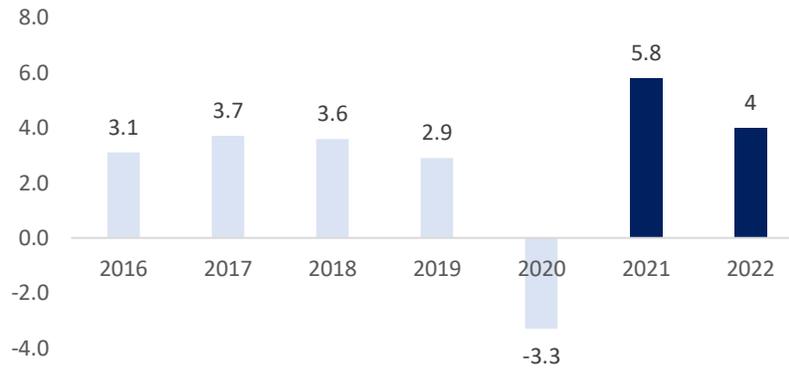
### **2.1 Análisis de la economía internacional**

Al cierre del primer trimestre 2021, la actividad económica en Europa presenta desaceleración debido a las medidas de restricción adoptadas ante el aumento de casos COVID-19 y en menor medida en Estados Unidos. En el caso de China, el PBI se ha recuperado con un 2.3% por encima de lo esperado y en América Latina, la evolución es positiva debido a la reapertura de las actividades económicas.

Para el cierre del año 2021 se espera un crecimiento de 5.8% en la economía mundial y 4% en el 2022. En América Latina se estima un crecimiento de 4.1% al cierre del 2021, y 2.7% para el

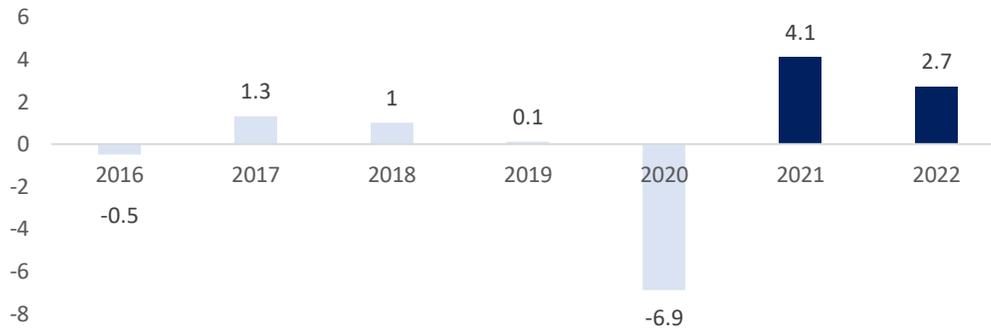
2022. Entre los factores de riesgo para las estimaciones se tiene la demora en aplicación de vacunas o menor eficacia ante nuevas cepas lo que conllevaría a nuevas medidas restrictivas.

**Figura 6. Crecimiento mundial (Valor %)**



Fuente: Banco Central de Reserva del Perú. Elaboración propia.

**Figura 7. Crecimiento América Latina (Valor %)**



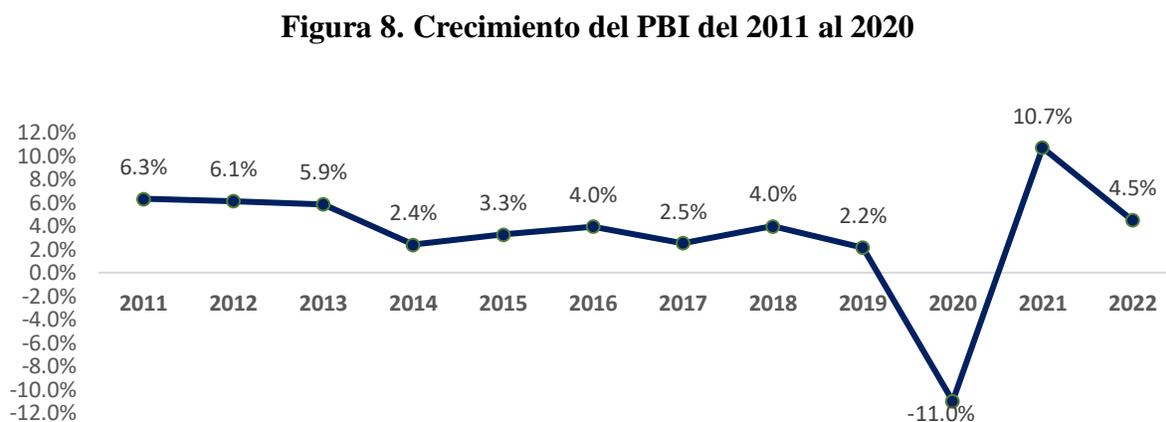
Fuente: Banco Central de Reserva del Perú. Elaboración propia.

Respecto a la inflación, se tiene una tendencia al alza en la mayoría de las economías desarrolladas y emergentes, debido principalmente por el aumento de precios de los *commodities*, en especial el petróleo que incrementó 25.5% respecto a diciembre 2020.

## 2.2 Análisis de la economía local

Según el Reporte de Inflación Marzo 2021 del BCRP, la actividad económica tuvo una contracción de 11.1% en el 2020, debido a las medidas de cuarentena dictadas por el gobierno para frenar los contagios de Covid-19. En el segundo semestre la reanudación gradual de las operaciones permitió una recuperación de la actividad económica mayor a la esperada, gracias a las políticas fiscal y monetaria del gobierno para inyectar liquidez a la economía.

En la figura 8 se muestra la contracción de la economía en el 2020 y la reactivación en el 2021, así como la proyección del Banco Central de Reserva del Perú hacia el 2022.



Fuente: Banco Central de Reservva del Perú. Elaboración propia

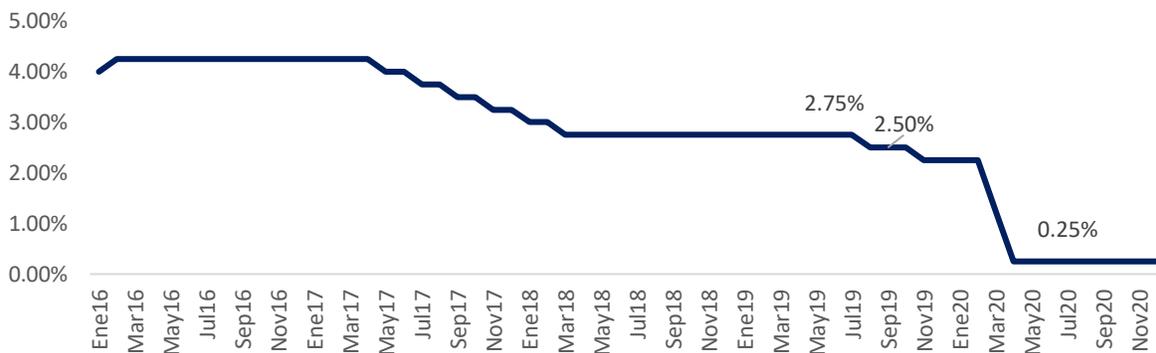
La inflación interanual se incrementó de 2.14 % en noviembre 2020 a 2.40% en febrero 2021, dentro del rango meta de inflación del BCRP, como consecuencia de ofertas de algunos alimentos, el aumento del tipo de cambio y el mayor precio de los combustibles. Por otro lado, la tasa de interés de referencia se mantiene desde abril 2020 en 0.25%, originado por la pandemia y optando el BCRP por la continuidad de la política monetaria expansiva mientras sigan los efectos negativos del Covid-19 sobre la inflación.

**Figura 9. Tasa de Inflación entre 2011 al 2020**



Fuente: Banco Central de Reservva del Perú. Elaboración propia.

**Figura 10. Tasa de interés de referencia entre 2016 al 2020**



Fuente: Banco Central de Reservva del Perú. Elaboración propia.

Por otra parte, el 12 de marzo de 2021 el tipo de cambio alcanzó un récord histórico S/ 3,711 por dólar, bajo un contexto de alta incertidumbre a nivel internacional y local, lo que ocasionó una mayor volatilidad cambiaria la cual normalmente se observa en periodos de elecciones presidenciales asociado a una percepción de riesgo por parte de los inversionistas. Sin embargo, los agentes económicos esperan una apreciación del sol luego de las elecciones presidenciales de abril.

**Figura 11. Tasa de cambio nominal promedio entre 2011 y 2021 (soles por dólar)**

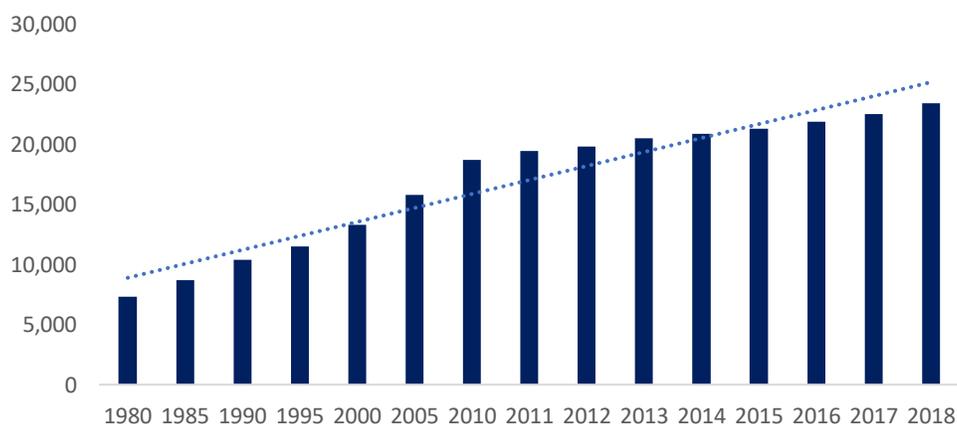


Fuente: Banco Central de Reserva del Perú. Elaboración propia.

### 2.3 Análisis de la industria internacional

A nivel mundial, desde 1980 el consumo de energía eléctrica tiene una tendencia creciente, con un incremento anual promedio de 3% en los últimos años.

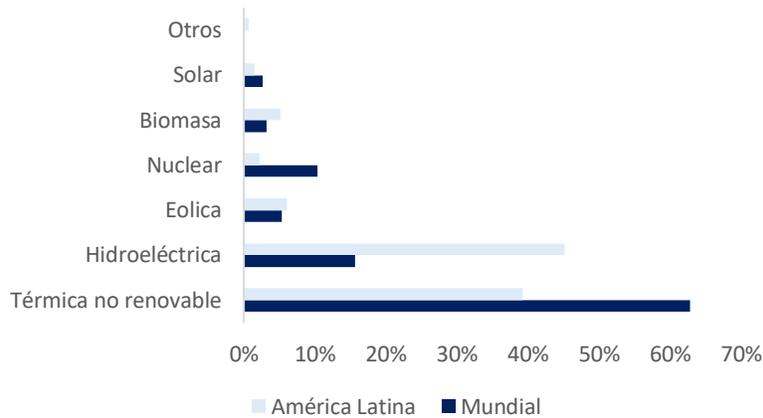
**Figura 12. Consumo de energía eléctrica (Millones Kw/h)**



Fuente: Statista. Elaboración propia. \*2018: Último año con información disponible.

La principal fuente de energía a nivel mundial son los combustibles fósiles con un 63%, seguida de hidroeléctrica en 16% y nuclear 10%. Sin embargo, en América Latina la matriz energética se caracteriza por ser principalmente de fuentes renovables, siendo la hidroeléctrica la mayor con un 45%.

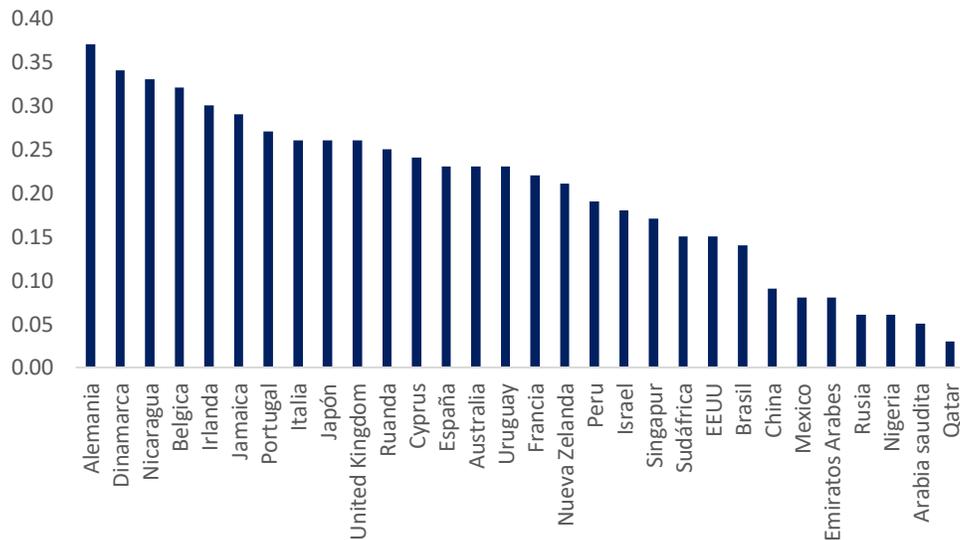
**Figura 13. Generación eléctrica por fuente de energía (Valor %)**



Fuente: Organización Latinoamericana de Energía, 2019. Elaboración propia.

Respecto a los precios, el país con la tarifa más alta es Alemania con USD 0.37 kw/h, seguido de Dinamarca con USD 0.34, en América Latina la tarifa más alta la tiene Nicaragua con USD 0.33 y entre los más bajos se encuentra nuestro país con USD 1.9.

**Figura 14. Tarifa eléctrica (USD Kw/h)**



Fuente: Statista, 2020. Elaboración propia.

## 2.4 Análisis PESTEL

Se emplea la herramienta PESTEL, teniendo como punto de partida los lineamientos desarrollados por Aguilar (1967), el cual se menciona en la literatura académica como uno de los orígenes de dicha herramienta. La explicación de los factores y su impacto se encuentra en el Apéndice VI.

**Tabla 5. Análisis PESTEL**

PESTEL	Impacto	Probabilidad	Referencia
<b>- Factores políticos:</b>			
Inestabilidad política	Negativo	Alta	Amenaza
Exportación / Importación de energía	Negativo	Baja	Amenaza
<b>- Factores económicos:</b>			
PBI	Positivo	Media	Oportunidad
Tipo de cambio	Negativo	Media	Amenaza
Precio del Petróleo y Gas Natural	Negativo	Media	Amenaza
<b>- Factor sociales:</b>			
Riesgo de movilización social antiminera	Negativo	Media	Amenaza
Personal calificado	Negativo	Baja	Amenaza
<b>- Factores tecnológicos:</b>			
Vanguardia tecnológica	Positivo	Alta	Oportunidad
Gestión de la Energía	Positivo	Media	Oportunidad
<b>- Factores ecológicos:</b>			
Nuevo Niño Costero	Negativo	Baja	Amenaza
Nueva Pandemia mundial	Negativo	Baja	Amenaza
<b>- Factores legales:</b>			
Derogación Resolución Suprema 043-2017	Negativo	Media	Amenaza

Fuente: Elaboración propia.

El factor de inestabilidad política es el que más afecta en forma negativa a Enel ya que genera reducción en la demanda de energía por parte de la industria, así como retraso en la reactivación de la cartera nacional de proyectos de inversión.

## Capítulo III. Descripción y análisis de la industria.

### 3.1 Estructura de la industria

En nuestro país, la Ley de Concesiones Electricas ( Decreto Ley N° 25844) establece que el mercado eléctrico está compuesto por tres sectores generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Los agentes económicos en el sector generación producen la energía a partir de fuentes renovables y no renovables, los transmisores transportan la energía eléctrica a través de líneas de alta tensión desde el punto de entrega del generador hasta el sistema de distribución y las distribuidoras son las encargadas de llevar la energía hacia los usuarios finales.

El Ministerio de Energía y Minas tiene un rol normativo y es la autoridad competente para el otorgamiento y la caducidad de las autorizaciones y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución. El Organismo supervisor de la inversión en energía y minería (“Osinergmin”) es el ente regulador que fiscaliza y supervisa el cumplimiento de las normas y las obligaciones establecidas en los contratos de concesión, así como por velar la calidad y eficiencia del servicio brindado al consumidor final.

La producción acumulada de energía eléctrica durante el 2020 fue de 49,186.64 GWh, lo que representó una disminución del 7.00% respecto del 2019. Ello debido a la crisis económica generada por la pandemia. Las principales fuentes de generación correspondieron a centrales hidroeléctricas (59.60%) y termoeléctricas a gas natural (34.40%).

**Tabla 6. Producción de energía por recurso energético**

Recurso Energético	% Participación		Acumulado Anual		
	2020	2019	2020	2019	Var (%)
Hidráulica	59.60%	57.04%	29,317.56	30,168.43	-2.82%
Gas Natural	34.40%	37.56%	16,918.12	19,867.41	-14.84%
Carbón	0.03%	0.07%	13.02	36.15	-63.97%

Residual	0.02%	0.09%	8.66	47.46	-81.76%
Diesel	0.09%	0.21%	43.78	109.87	-60.15%
Biomasa - Bagazo	0.50%	0.35%	244.06	186.32	30.99%
Biogás	0.12%	0.12%	60.37	65.62	-8.00%
Solar	1.58%	1.44%	777.86	761.73	2.12%
Eólica	3.67%	3.11%	1,803.20	1,646.16	9.54%
<b>Producción Total GWh</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>49,186.64</b>	<b>52,889.14</b>	<b>-7.00%</b>

Fuente: Informe Anual del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado 2020. Elaboración propia.

La tarifa al cliente final esta compuesta por la remuneración de cada actividad en la cadena de valor de la energía: esto es, la suma del precio a nivel generación, los peajes de transmisión y el valor agregado de distribución.

El precio a nivel generación es el promedio ponderado de los precios en barra y firmes. El precio en barra corresponde a la tarifa fijada en base al abastecimiento de la demanda a mínimo costo, dados los costos marginales de las centrales generadoras y, los precios firmes, corresponden al resultado de las licitaciones organizadas por las empresas distribuidoras.

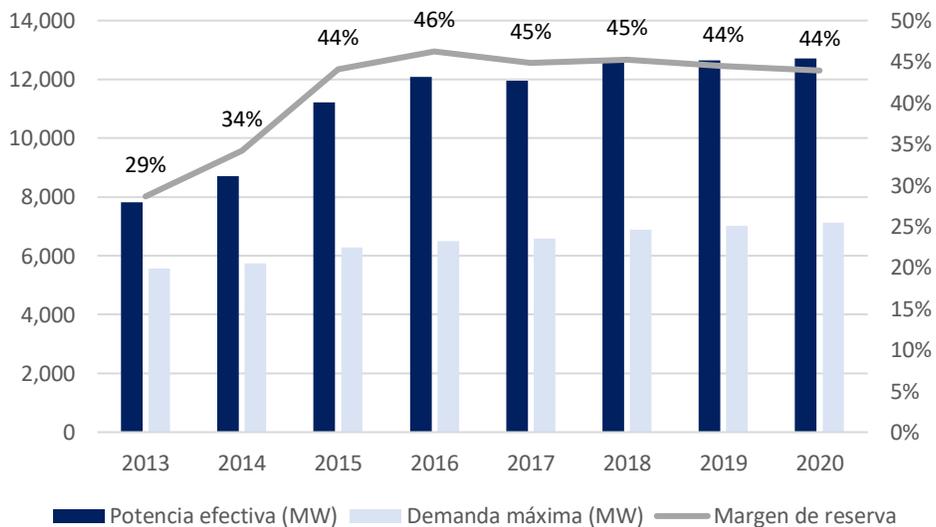
Actualmente, el mercado de energía presenta distorsiones relacionadas a la sobreoferta de energía y el cálculo del costo marginal.

Sobre el costo marginal, en electricidad refleja el costo variable del último generador que abastece conforme a las instrucciones del COES. Este costo ha sido sujeto de polémica, debido a que las empresas termoeléctricas clasifican el gas natural como costo fijo debido a que mantienen contratos take or pay mediante los cuales se tiene determinado un monto mínimo de consumo, esta clasificación les permite presentar costos marginales menores. Cabe indicar que esta reducción no implica necesariamente una menor tarifa para clientes regulados, ya que esta se calcula con precios firmes.

La incertidumbre frente a la evolución del costo marginal es alta debido a un proyecto para el cambio de regulación en la declaratoria de precios de gas natural en generación eléctrica presentado por OSINERGMIN. De acuerdo a estimaciones de la Sociedad Nacional de Industrias este cambio significará un incremento de tarifas en 28% para uso doméstico y 55% para el sector industrial.

A nivel de oferta, cada cuatro años se determina un margen de reserva de energía firme objetivo (MRFO), este margen garantiza la operación y confiabilidad del sistema eléctrico, inclusive ante contingencias o condiciones operativas adversas. Mediante Resolución Osinergmin N° 027-2017-OS/CD se fijó el MRFO en 23,45% para el periodo 2017 – 2021. En la figura 15 podemos ver la evolución de la potencia efectiva que nos indica la capacidad real de producción y la demanda máxima de generación, la diferencia nos da márgenes por encima del MRFO.

**Figura 15. Margen de reserva (%)**



Fuente: Estadística Anual del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado. Elaboración propia.

### **3.2 Análisis de la Demanda Potencial**

La proyección de la demanda de energía contempla dos componentes: demanda vegetativa y demanda de grandes cargas. La demanda vegetativa del país está constituida por el consumo del sector residencial, comercial y pequeña industria. Se caracteriza por un comportamiento uniforme en el tiempo y tendencia estable. Guarda relación directa con las variables PBI y población. La demanda de grandes cargas está conformada por la demanda futura de nuevos proyectos y ampliaciones, demanda de empresas mineras y manufactureras con alto factor de carga y las cargas incorporadas al sistema.

Luego de realizar las proyecciones de ambos componentes (Ver Apéndice VII) se concluye que la demanda de energía aumentará 4.15% promedio anual en los próximos 10 años, por lo que Enel puede mantener y/o aumentar su participación en el mercado.

### **3.3 Análisis de las 5 fuerzas de Porter**

El análisis del entorno de Enel ha sido realizado sobre la base del modelo de las cinco fuerzas de Porter, tomando en cuenta los factores que afectan el sector de energía, en el cual opera la empresa. Según Porter (1997), la acción de estas cinco fuerzas en conjunto determina la intensidad competitiva, así como la rentabilidad potencial en el sector industrial, en donde el potencial de utilidades y de beneficios se mide en términos del rendimiento a largo plazo del capital invertido, además permiten el establecimiento de la estrategia competitiva de la empresa en su sector.

Según el análisis realizado, concluimos que la rivalidad entre los competidores y el poder de negociación de los compradores son las fuerzas que determinan la forma de competir en la industria. Como consecuencia de ello existe en el mercado una fuerte competencia de precios

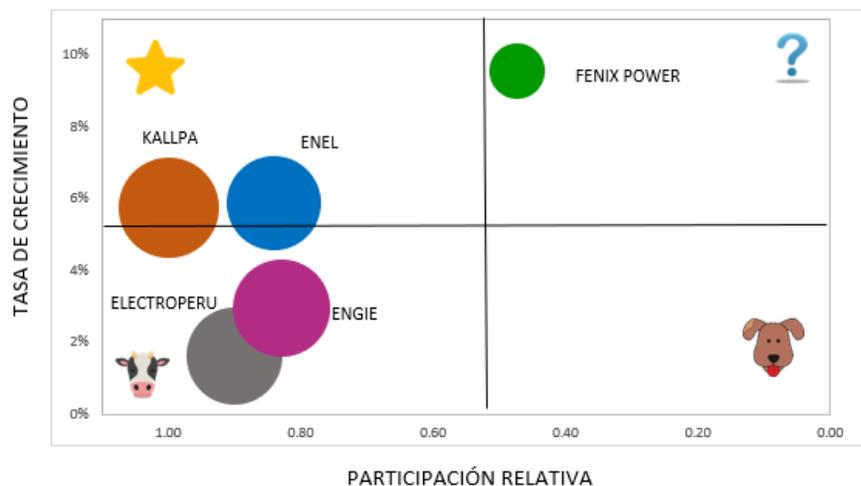
que aprovechan los clientes libres para firmar contratos de largo plazo. El detalle se encuentra en el Apéndice VIII.

### 3.4 Matriz Boston Consulting Group (BCG)

Según Reeves et al. (2014), la matriz BCG es una herramienta que ayuda a la organización a decidir en qué mercados y unidades de negocio invertir basándose en dos factores: participación relativa de mercado y tasa de crecimiento. Tomando a la empresa como unidad de negocio y comparándola con los principales actores del mercado, se observa que Enel se encuentra en el límite entre los cuadrantes estrella y vaca debido a que mantiene una tasa de crecimiento promedio. La empresa Kallpa se encuentra en situación similar, aunque cuenta con mayor participación de mercado. Dos actores se encuentran en el cuadrante vaca con una tasa de crecimiento inferior al promedio lo que indica que han alcanzado plena madurez y uno en interrogante debido a su buen crecimiento, pero aun baja participación del mercado.

Del análisis se concluye que Enel se encuentra bien posicionada en el mercado de generación y requiere realizar inversiones para mantener y/o aumentar su cuota del mercado.

**Figura 16. Matriz BCG**



Fuente: EEFF auditados, Bloomberg.Elaboración propia.

### 3.5 Identificación de los Principales Competidores

Para la identificación de los competidores se empleó el marco teórico de la Matriz de Perfil Competitivo de David (1997). El detalle se encuentra en el Apéndice IX.

### 3.6 Participación de mercado

Enel se desarrolla en el sector generación, el cual esta conformado por 60 empresas que producen electricidad a través de centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, eólicas y solares. De estas 60 empresas, cinco son las principales generadoras del país representando el 62.85% de la energía total que abastece el territorio nacional.

**Tabla 7. Principales participantes en el mercado de generación eléctrica**

Empresa	Energía (GWh)	Participación (%)
Kallpa	7,368.27	14.98
Enel	7,228.66	14.7
Electroperú	6,984.28	14.2
Engie	6,472.31	13.16
Fenix Power	2,860.56	5.82

Fuente: Estadística Anual del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado. Elaboración propia.

## Capítulo IV. Posicionamiento competitivo

### 4.1 Visión, Misión y Valores

Enel, en el Reporte de Sostenibilidad (2018) declara la visión “Ser Open Power para hacer frente a algunos de los mayores desafíos del mundo”, y como misión “Trabajamos con el objetivo de cambiar al mundo”.

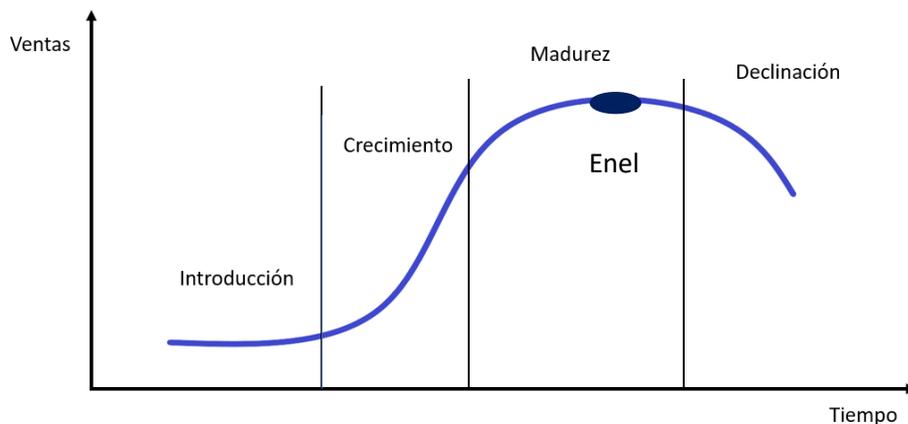
Se basa en cinco pilares: Dar acceso a la energía a un mayor número de personas, abrir el mundo de la energía a nuevas tecnologías, a nuevos métodos de gestionar la energía para las personas y

a la posibilidad de nuevos usos de la energía y abrimos a nuevas alianzas. Los valores corporativos se encuentran en el Apéndice X.

#### 4.2 Ciclo de vida de la empresa

Conforme a los autores Kotler y Armstrong (2013), el ciclo de vida está formado por cuatro etapas que gráficamente se distribuyen en forma de S y en los que los puntos de inflexión muestran cambios en las tasas de crecimiento de ventas (Figura 17). Las características de cada etapa se detallan en la Tabla 8.

**Figura 17. Ciclo de vida**



Fuente: Kotler y Armstrong (2013). Elaboración propia.

Enel se encuentra en etapa de madurez ya que se encuentra en el sector energía, el cual se caracteriza principalmente por una demanda estabilizada (Figura 18), número estable de competidores debido a las barreras de entrada naturales del sector y altas utilidades.

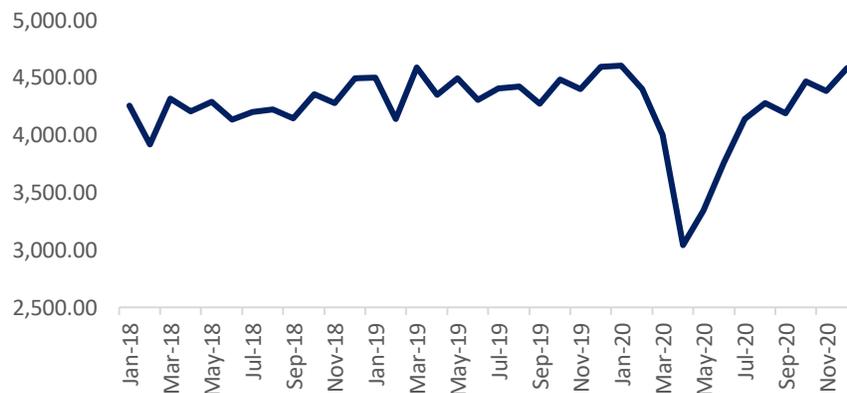
**Tabla 8. Etapas del ciclo de vida**

Características	Introducción	Crecimiento	Madurez	Declive
Ventas	Bajas	Crecimiento rápido	Máximo nivel de ventas	Ventas bajas
Costos	Altos costos	Costos promedio	Bajos costos	Bajos costos
Utilidades	Negativas	Utilidades al alza	Altas utilidades	Bajas utilidades

Competidores	Pocos	Número creciente	Número estable que empieza a disminuir	Numero decreciente
Etapa actual de Enel				

Fuente: Kotler y Armstrong (2013). Elaboración propia.

**Figura 18. Evolución de la producción de energía (GWh)**



Fuente: Memoria Anual del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado. Elaboración propia.

La demanda de energía en nuestro país tiene una tendencia estable, si bien en el primer semestre del 2020 la demanda de energía se vio impactada por la disminución de operaciones de compañías mineras e industriales por efecto de la pandemia COVID19, a partir de julio inició la recuperación volviendo a niveles pre pandemia.

### 4.3 Análisis FODA

Esta herramienta creada por Humphrey (2005), permite evaluar los factores fuertes y débiles que diagnostican la situación interna y externa de la compañía. Para realizar este análisis FODA, se emplearon fuentes internas y externas de entendimiento del mercado y de la compañía. Mediante esta matriz analizamos las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la empresa. Las fortalezas y debilidades son internas, mientras que las oportunidades y amenazas son externas y es importante compararlas con la competencia y su entorno.

**Tabla 9. Análisis FODA**

<p style="text-align: center;"><b>Factores Internos</b></p> <p style="text-align: center;"><b>Factores Externos</b></p>	<p><b>FORTALEZAS</b></p>	<p><b>DEBILIDADES</b></p>
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tiene el respaldo de su matriz Enel (Italia) y del Grupo Enel, tanto en la estructura operacional y financiera.</li> <li>2. Cuenta con una gran infraestructura, lo que implica una fuerte inversión en activos.</li> <li>3. Enel es una empresa líder de electricidad y cuenta con una reconocida experiencia en su rubro.</li> <li>4. Tiene contratos vigentes con vencimiento a largo plazo.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cuenta con centrales hidroeléctricas muy antiguas, en promedio de 50 años de antigüedad.</li> <li>2. Dependencia de los proveedores para la ejecución de los proyectos y el mantenimiento de las centrales.</li> <li>3. Procesos legales, laborales y tributarios, pendientes de resolución final.</li> </ol>
<p><b>OPORTUNIDADES</b></p>	<p><b>ESTRATEGIAS FO</b></p>	<p><b>ESTRATEGIAS DO</b></p>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Crecimiento sostenido de la economía en los últimos años, si bien en los últimos meses se vio afectado por el Covid, se observa una rápida recuperación.</li> <li>2. Reformas en el sector, mediante leyes que promueven proyectos de innovación tecnológica.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Incrementar la potencia contratada de clientes libres a través de negociación directa de contratos o aumento de potencia contratada. (F3 - O1)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Realizar proyecto de automatización de las centrales hidroeléctricas, a través de la implementación del centro de control, y la conectividad de las centrales automatizadas. (D1 - O3)</li> <li>▪ Optimizar los procesos de calificación y homologación de proveedores, para garantizar proveedores calificados. (D2 - O3)</li> </ul>
<p><b>AMENAZAS</b></p>	<p><b>ESTRATEGIAS FA</b></p>	<p><b>ESTRATEGIAS DA</b></p>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Fluctuaciones del tipo de cambio, por problemas de índole político, social y coyuntural.</li> <li>2. Variaciones en el precio del gas natural y el petróleo, que, si bien en los últimos meses ha sufrido una caída considerable, también puede tender al alza.</li> <li>3. Aumento de participación de competidores.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inversión en mejora continua de activos para maximizar eficiencia operativa. (F1 – A3).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Realizar cobertura cambiaria para cubrir la exposición de los ingresos dolarizados de la empresa frente a las fluctuaciones del tipo de cambio, como parte de la estrategia de mitigación de riesgos. (D2 - A1)</li> <li>▪ Implementar estrategia de cobertura de los commodities, para neutralizar la volatilidad de los precios del gas natural y el petróleo. (D2 – A2)</li> </ul>

#### 4.4 Ventajas Competitivas.

La ventaja competitiva según Porter (1985) resulta principalmente del valor que una empresa es capaz de crear para sus compradores, y para ello identifica tres estrategias: liderazgo en costos, que consiste en mantener el costo más bajo frente a los competidores y lograr un volumen alto de ventas; diferenciación, en la que se crea al producto o servicio algo que fuera percibido en

toda la industria como único; y enfoque, que consiste en concentrarse en un grupo específico de clientes, en un segmento de la línea de productos o en un mercado geográfico. Con base en este concepto y tomando en cuenta que Enel tiene principalmente un mercado regulado, teniendo competencia sólo en el mercado libre, concluimos que la ventaja competitiva es la de liderazgo en costos.

#### 4.5 Matriz PEYEA

Según el autor David (1997), la Matriz PEYEA permite a una organización enfocar la estrategia más adecuada según su posición estratégica. Para ello, se identifican dos dimensiones internas (Fuerza Financiera y Ventaja Competitiva) y dos dimensiones externas (Fuerza de la Industria y Estabilidad del Ambiente). Para cada una de ellas se coloca una calificación relativa que va del 1 (peor) al 6 (mejor) para las variables Fuerza Financiera (FF) y Fuerza de la Industria (FI), y, por otro lado, -1 (mejor) al -6 (peor) para las variables Ventaja Competitiva (VC) y Estabilidad del Ambiente (EA).

**Tabla 10. Matriz PEYEA**

	Variable	Concepto	Calificación
Dimensión Interna	Fuerza Financiera	ROE	5
		Índice de endeudamiento	5
		Solvencia	3
		Liquidez	4
		Facilidad para salir del mercado	2
		<b>Calificación promedio</b>	<b>3.8</b>
	Ventaja Competitiva	Precios competitivos	-1
		Participación en el mercado	-2
		Lealtad de los clientes	-2
		Ciclo de vida del producto	-4
		Conocimientos tecnológicos	-1
<b>Calificación promedio</b>		<b>-2.0</b>	
Dimensión Externa	Estabilidad del Ambiente	Valor del sol frente al dólar	-3
		Tasa de Inflación	-2
		Variabilidad de la demanda	-3
		Estabilidad política y social	-4
		Barreras para entrar en el mercado	-2
		<b>Calificación promedio</b>	<b>-2.8</b>

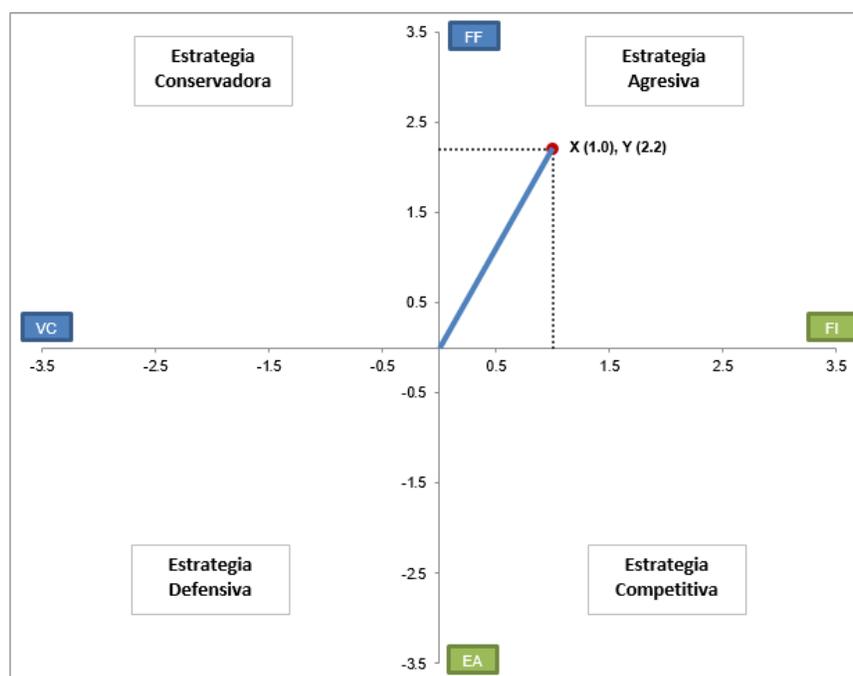
Fuerza de la Industria	Poder de negociación de los competidores	3
	Potencial de Crecimiento	5
	Demanda	5
	Facilidad para entrar al mercado	4
	Regulaciones del sector	4
	<b>Calificación promedio</b>	<b>4.2</b>

<b>X (Fuerza Financiera + Estabilidad del Ambiente)</b>	<b>1.0</b>
<b>Y (Ventaja Competitiva + Fuerza de la Industria)</b>	<b>2.2</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Figura 19. Diagrama Matriz PEYEA**



Fuente: Elaboración propia.

Del análisis se concluye que la estrategia más adecuada para Enel será agresiva, es decir, emplear las fortalezas internas para aprovechar de las oportunidades, lo cual implica:

- a. Penetración de Mercado: Incrementar la potencia contratada de clientes libres y regulados.
- b. Desarrollo de Productos: Dada la antigüedad promedio de sus centrales, deberán ir repotenciando sus activos para mantener la competitividad tecnológica.

## 4.6 Revelamiento de la estrategia

La estrategia de Enel está enfocada en incrementar la potencia contratada de clientes libres y regulados y optimizando los costos durante el proceso productivo, de esta forma garantiza la confiabilidad del servicio y maximiza la eficiencia obteniendo mayor disponibilidad de las centrales y prioridad en los despachos de energía. El detalle se encuentra en el Apéndice XI.

## Capítulo V. Análisis financiero y características de la inversión

El presente capítulo desarrolla el análisis financiero de la empresa Enel. Para tal fin se incluye como benchmark a las empresas Engie y Electroperú. Cabe señalar que en los Apéndices del XII al XV se detallan los estados y ratios financieros del 2016 al 2020.

### 5.1 Finanzas operativas

#### 5.1.1 Análisis financiero

##### Análisis de ratios financieros

Se realiza el análisis de los principales ratios financieros de Enel en los últimos cinco años (Apéndice XVI). Asimismo, se realiza un análisis comparativo respecto de las empresas del benchmark, las cuales fueron identificadas en el apartado 3.4; se toma como base el año 2019 por ser el menos volátil y no tener el impacto de la pandemia COVID 19.

**Tabla 11. Comparación de ratios financieros Enel - Benchmark 2019**

<b>Ratios Financieros</b>	<b>Enel</b>	<b>Engie</b>	<b>ElectroPerú</b>
Margen EBITDA	53.29%	49.70%	34.73%
ROS	32.88%	19.44%	22.87%
ROE	16.97%	9.17%	14.14%
ROA	11.80%	4.73%	10.87%
Ratio de efectivo	1.06	0.47	0.80
Prueba ácida	0.90	0.73	3.93
Días de CxC	55.92	55.53	23.45
Días de CXP	121.36	66.74	42.75

FCO/EBITDA	0.69	0.44	0.20
Deuda/EBITDA	0.12	2.39	NA
Pasivo/Patrimonio contable	0.44	0.94	0.30

Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

## Rentabilidad

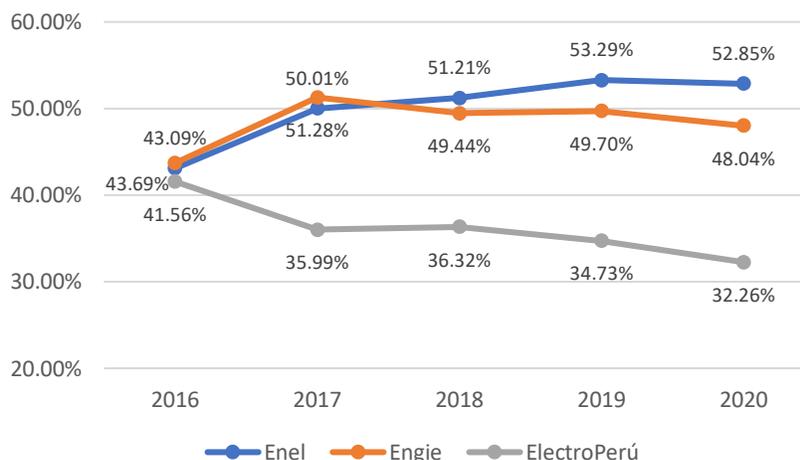
En los últimos años, Enel ha ido mejorando su margen bruto y EBITDA. Cabe resaltar que en el 2015 y 2016, debido a compensaciones propias del sector, se registraron 140 y 172 millones de soles, respectivamente. Dichos montos fueron atípicos y no se han repetido en la historia reciente, debido, principalmente, al cambio de reglamento en las liquidaciones del COES y a la menor asignación de gasto a los operadores de energía térmica en las zonas de alta congestión de demanda; representaron alrededor del 7.5% del margen bruto.

**Tabla 12. Ratios de rentabilidad (%)**

Rentabilidad	2016	2017	2018	2019	2020
Margen bruto	46.40	53.57	54.74	56.96	57.07
Margen EBITDA	43.09	50.01	51.21	53.29	52.85
ROS	12.77	29.91	42.04	32.88	31.08

Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

**Figura 20. Margen EBITDA (Benchmark Histórico) %**



Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

Respecto del benchmark, Engie también ha mejorado su margen EBITDA, mientras que Electro Perú, presenta una tendencia decreciente en su margen EBITDA.

## Liquidez

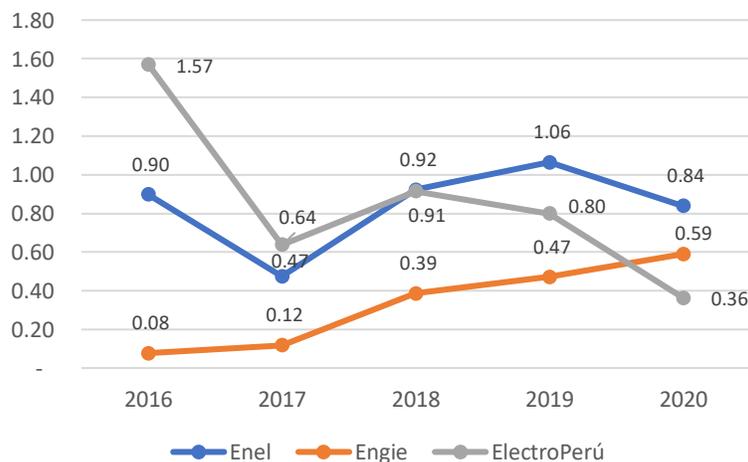
Enel tiene un sistema de gestión financiera del circulante hasta por 200 millones de dólares que busca optimizar los excedentes de caja a través de préstamos de corto plazo con entidades de su mismo grupo (Grupo Enel). Por ello, mantiene un ratio corriente de liquidez mayor a 1.00x desde el 2016 hasta el 2020, a pesar de la contracción económica por la pandemia. El ratio de flujo de caja operativo permite corroborar que puede cubrir sus obligaciones de corto plazo, excepto en el año 2017 donde ocurrió un siniestro por desastre natural en su central hidroeléctrica Callahuanca, dejándola inoperativa.

**Tabla 13. Ratios de liquidez**

Liquidez	2016	2017	2018	2019	2020
Ratio efectivo	0.90	0.47	0.92	1.06	0.84
Ratio corriente	1.41	1.82	1.94	2.09	1.69
Prueba ácida	0.41	1.23	0.89	0.90	0.75
FCO/Pasivo Corriente	1.14	0.96	1.20	1.05	1.08

Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

**Figura 21. Ratio de efectivo (Benchmark Histórico)**



Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

Se puede observar que la política de liquidez de Enel para cubrir sus pasivos de corto plazo le permite tener una mayor holgura frente a sus competidores.

## Operativos

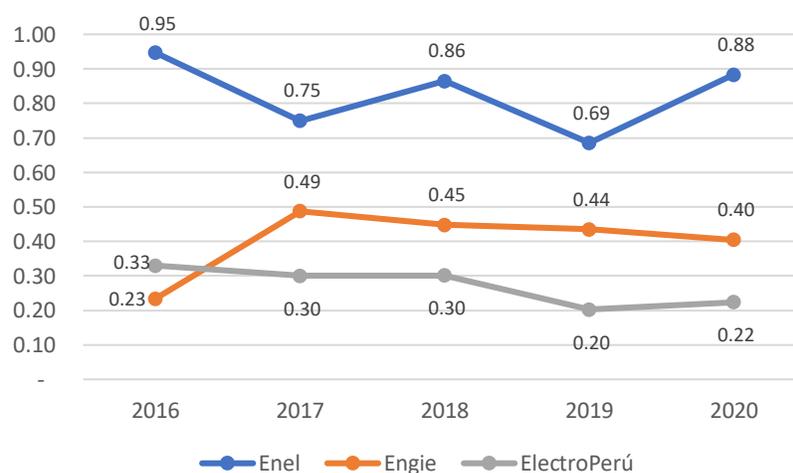
La cobranza mayor a 50 días promedio (incluyendo provisión de energía entregada pero no facturada) y, sus días de pagos promedio mayor a 120 días, le permiten tener holgura para cubrir sus obligaciones de corto plazo. Por otro lado, su flujo de caja operativo al cierre del 2020 representa el 88% del valor EBITDA, el cual, a pesar de la contracción económica mejoró respecto del 2019 debido, principalmente, a menores costos de suministro, transporte y distribución del gas natural.

**Tabla 14. Ratios operativos**

Operatividad	2016	2017	2018	2019	2020
Días de CxC	44.14	62.19	56.38	55.92	67.19
Días de CXP	68.37	105.98	108.88	121.36	127.22
FCO/EBITDA	0.95	0.75	0.86	0.69	0.88

Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

**Figura 22. Flujo de Caja Operativo/EBITDA (Benchmark Histórico)**



Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

Enel a lo largo de los últimos años (2016-2020) ha logrado convertir en promedio alrededor del 80% de su EBITDA en efectivo para el manejo de sus operaciones, incluso a pesar de la pandemia. Caso contrario de sus competidores como Engie (40%) y Electro Perú (27%).

## Solvencia

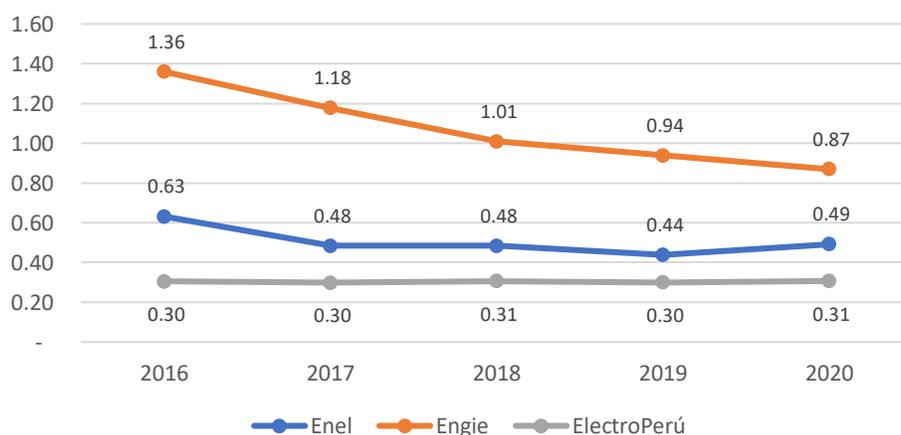
La deuda financiera se viene reduciendo sistemáticamente desde el 2016. No se ha realizado ninguna nueva emisión de bonos, y los vigentes se están amortizando de acuerdo con el cronograma.

**Tabla 15. Ratios de solvencia**

Solvencia	2016	2017	2018	2019	2020
Deuda/EBITDA	0.52	0.28	0.19	0.12	0.14
Deuda neta/EBITDA	-0.43	-0.32	-0.48	-0.57	-0.54
Deuda financiera/Patrimonio contable	0.16	0.07	0.05	0.03	0.04
Pasivo/Patrimonio de mercado	0.23	0.26	0.27	0.22	0.27

Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

**Figura 23. Pasivo/Patrimonio Contable (Benchmark Histórico)**



Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

A nivel contable, la deuda operativa y financiera de Enel presenta un nivel por debajo de Engie, pero por encima de Electro Perú. Ello se debe a que este último no ha tenido deuda financiera en los últimos años.

### **Análisis horizontal**

Los costos de generación se han reducido en más del 5% anual compuesto, acompañado también por una reducción sistemática del costo financiero dada la cancelación gradual de la deuda financiera. Ello va en línea con las inversiones destinadas a lograr mayor eficiencia energética y en la cadena de suministro. Por otro lado, debido al cambio de normativa de la NIFF 15, los ingresos de energía desde el 2017 son neteados con su respectiva compra al spot.

**Tabla 16. Análisis horizontal (%)**

<b>Análisis Horizontal</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Venta de Energía y Potencia	6.89	-23.97	5.36	5.88	-7.69
Costos de generación	21.03	-34.14	2.71	0.69	-7.92
Cuentas por cobrar comerciales	-28.56	7.18	-4.28	4.31	11.47
Cuentas por pagar comerciales	8.79	2.08	5.53	12.22	-3.47
Gastos financieros	-18.64	-36.84	-30.93	-28.47	-19.43

Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

**Tabla 17. Crecimiento Compuesto**

<b>Crecimiento Compuesto</b>	<b>5 años</b>
Costos de generación	-5.36%
Cuentas por cobrar comerciales	-3.15%
Cuentas por pagar comerciales	-12.77%
Gastos financieros	-27.20%

CAGR (2015-2020)

## Análisis vertical

Resalta del análisis vertical que los costos de generación y gastos financieros se han ido reduciendo, en comparación con las ventas, en contraposición de las cuentas por pagar comerciales en relación con los pasivos totales.

**Tabla 18. Análisis vertical(%)**

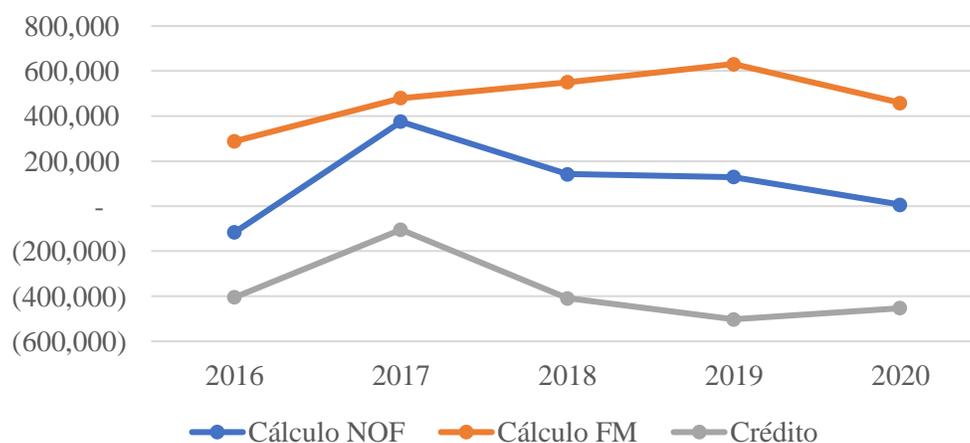
Análisis Vertical	2016	2017	2018	2019	2020
Costos de generación	-53.60	-46.43	-45.26	-43.04	-42.93
Cuentas por cobrar comerciales	5.27	5.69	5.47	5.51	6.23
Cuentas por pagar comerciales	11.40	13.89	14.75	17.09	15.44
Gastos financieros	-1.09	-0.91	-0.60	-0.40	-0.35

Fuente: Elaboración Propia y Estados Financieros Auditados.

### 5.1.2. Análisis histórico de las NOF versus Fondo de Maniobra (FM)

Desde el 2016, el fondo de maniobra ha ido aumentando hasta posicionarse en 452 millones de soles en el 2020. En el 2017, debido al siniestro de la Central Callahuanca, la caja excedente disminuyó en 300 millones de soles hasta situarse en 104 millones de soles. También la deuda financiera de corto plazo se ha reducido en alrededor de 147 millones de soles (2020 vs 2016).

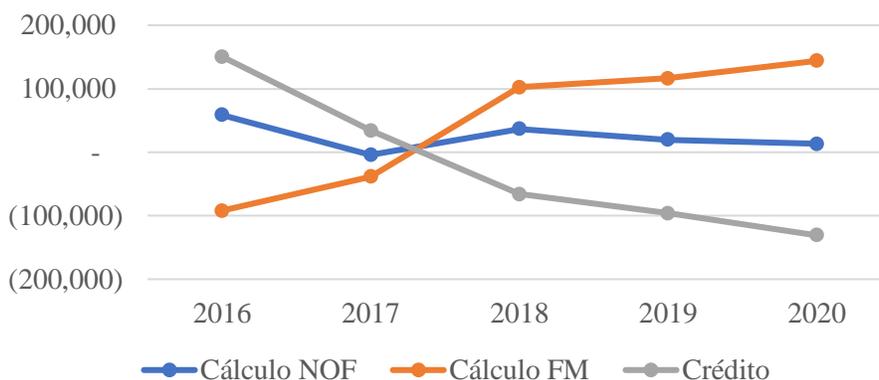
**Figura 24. Enel - Comportamiento histórico NOF vs FM (Miles de soles)**



Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

Engie, al igual que Enel, ha ido disminuyendo su nivel de deuda financiera, por lo que en el 2020 versus el 2016, la deuda a corto plazo se redujo en alrededor de 200 millones de dólares.

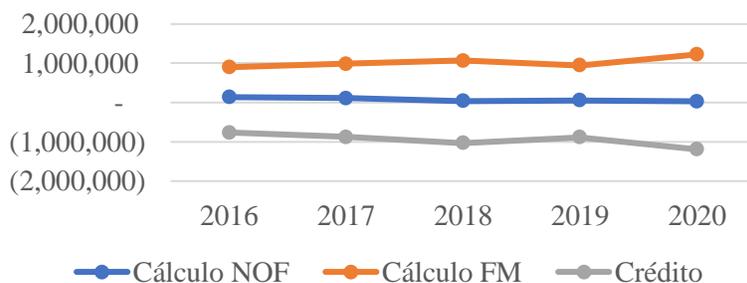
**Figura 25. Engie - Comportamiento histórico NOF vs FM (Miles de dólares)**



Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

Por otro lado, a diferencia de Enel y Engie, Electro Perú ha mantenido un comportamiento estable en sus necesidades de efectivo, a excepción del año 2020 a raíz de la pandemia, sin embargo, en el cálculo se consideran inversiones de corto plazo, por lo tanto, ante una eventual crisis de liquidez podría afrontar problemas si no logra tener la disponibilidad inmediata del efectivo. Dichas inversiones representan alrededor del 79% de su liquidez en el 2019 y 89% en el 2020.

**Figura 26. Electro Perú - Comportamiento histórico NOF vs FM (Miles de dólares)**



Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

## 5.2 Finanzas estructurales

### 5.2.1 Descripción de las políticas de la empresa

A continuación, se describen las principales políticas de Enel.

Política de dividendos: Desde el año 2016 Enel ha ido aumentando la tasa de distribución de utilidades, en ese año consistió en la distribución de hasta el 60% de las utilidades provenientes de la operación de la empresa, aumentando hasta 100% en el año 2020. Este reparto se hizo efectivo mediante dos pagos a cuenta en los meses de septiembre y noviembre quedando pendiente un dividendo complementario durante el año 2021.

**Tabla 19. Payout Ratio %**

	2016	2017	2018*	2019	2020*
Payout Ratio	57.33%	44.61%	115.78%	60.28%	122.19%

Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

\*Incluye reparto de dividendos extraordinarios.

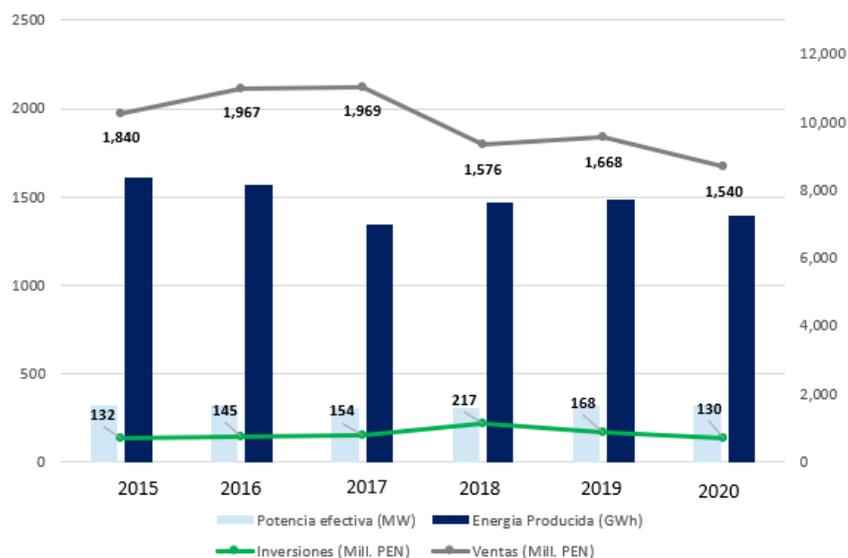
Política de inversiones: Enel orienta sus inversiones a mantener la fiabilidad de suministro, para ello invierte en mantenimientos y expansiones de las centrales que opera.

### 5.2.2 Características de la inversión de la empresa

Enel realiza inversiones en proyectos de expansión, mejora de infraestructura y mantenimientos mayores a sus instalaciones con el objetivo de garantizar la confiabilidad del servicio y maximizar la eficiencia en la producción de energía. La inversión promedio en los últimos años ha sido de S/. 150 millones de soles. En el año 2018 se tuvo un incremento del 41% en el presupuesto de inversión comparado con el año anterior, esto debido a las obras de reconstrucción de la Central Hidroeléctrica Callahuanca, la cual sufrió graves daños durante el fenómeno de “El Niño Costero”. Las inversiones buscan maximizar la eficiencia operativa y con ello asegurar los despachos de energía con el consecuente impacto positivo en las ventas. La

relación entre ventas e inversiones es positiva exceptuando el 2018 por la inoperatividad de la Central Hidroeléctrica Callahuanca.

**Figura 27. Evolución de inversiones, ventas, potencia y energía.**



Fuente: Memorias Anuales de Enel Generación Perú. EEFF auditados. Elaboración propia.

En cuanto a la composición, en promedio más del 70% del total de inversión es destinado al mantenimiento de centrales hidráulicas y térmicas. Dado el contexto restrictivo en el año 2020, la empresa decidió postergar algunas inversiones de mantenimiento y automatización que tenía programadas, esto significó una disminución del 23% respecto al año 2019.

**Tabla 20. Composición de la inversión (Millones de soles)**

Tipo de Inversión	Millones de soles		
	2018	2019	2020
Mantenimiento Hidráulico	112.9	69.7	40.2
Mantenimiento Térmico	63.6	43.3	53.8
Proyectos de Expansión	26.4	28.5	7.5
Inversiones informáticas	10.5	19.5	16.6
Medioambiente	1	5.4	6.5
Otros	2.2	1.9	5.2
<b>Total</b>	<b>216.6</b>	<b>168.3</b>	<b>129.8</b>

Fuente: Memorias Anuales de Enel Generación Perú. Elaboración propia,

### 5.2.3 Análisis del financiamiento (crédito, emisión de bonos, etc)

Al cierre de 2020, el pasivo está compuesto por los pasivos de impuestos a las ganancias diferidas (40.5%), las cuentas comerciales por pagar (15.44%) y otras provisiones (16.12%), quedando la deuda financiera con una participación de 7.55%.

Como se muestra en los ratios de deuda, el nivel de apalancamiento de Enel ha ido disminuyendo en los últimos años, debido a la reducción de la deuda financiera, pasando de 0.16 en el 2016 a 0.04 en el 2020. Esta reducción corresponde a la cancelación del préstamo bancario por S/. 1.4 MM, al vencimiento de la 11va emisión de bonos por S/. 28.5 MM, así como a la 3ra emisión de bonos corporativos por S/. 25.7 MM. Además, la empresa suscribió un arrendamiento financiero con el BBVA por \$ 9.0 MM con vencimiento en el 2021. La composición de la deuda financiera se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 22. Deuda Financiera**

Deuda Miles S/	Porción corriente	2019		Porción corriente	2020	
		Porción no corriente	Total		Porción no corriente	Total
Bonos Corporativos	34,595	58,170	92,765	1,040	61,240	62,280
Arrendamiento NIIF 16	456	355	811	1,527	24,987	26,514
Arrendamiento Financiero BBVA	4,208	12,845	17,053	24,630	817	25,447
Préstamos bancarios	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>39,259</b>	<b>71,370</b>	<b>110,629</b>	<b>27,197</b>	<b>87,044</b>	<b>114,241</b>

Fuente: EEFF auditados Enel 2020

**Tabla 23. Deuda Financiera**

Tercer programa de bonos	1ra Emisión, Serie	8va Emisión, Serie
Moneda	PEN	USD
Valor	EDEGE3BC1A	EDEGE3BC8A
Monto	25,000	10,000

Tipo	Bullet	Bullet
Fecha de Emisión	21/06/2007	25/01/2008
Fecha de Vencimiento	21/06/2022	25/01/2028
Interés Anual %	6.31%	6.34%
Pago de Intereses	Semestral	Semestral
Porción Corriente	44.00	996.00
Porción No Corriente	25,000.00	36,240.00
Total Deuda	25,044.00	37,236.00
Precio	108.54	117.83
Retorno	5.816%	5.384%

Fuente: EEFF auditados Enel 2020

### 5.3 Diagnóstico

- Con relación a rentabilidad, Enel no presenta problemas económicos. En promedio ha obtenido un margen EBITDA de 50% en los últimos años, lo que evidencia una gestión adecuada del circulante con márgenes bastante altos. En el 2020, no obstante, el Estado de Emergencia debido al Covid19, Enel tuvo un margen EBITDA de 52.85%, por encima de Engie (48.04%) y ElectroPerú (32,26%).
- Enel cuenta con una adecuada política de dividendos y sus inversiones van acorde con los ingresos. Además, podemos ver que la empresa ha logrado mantener ratios de endeudamiento saludables, con un ratio de endeudamiento de 0.49 veces el patrimonio en el 2020, mayor al 0.44 veces del 2019, como consecuencia de la reducción del patrimonio debido a la distribución de dividendos y el incremento de la parte corriente del pasivo. Por lo expuesto, Enel tampoco presenta problemas financieros estructurales.

## Capítulo VI. Análisis de riesgos

Enel está expuesto a diversos tipos de riesgos, los cuales gestiona a través de la aplicación de las políticas de gestión de riesgos establecidas, las mismas que incluyen el monitoreo y cumplimiento de límites fijados por la empresa.

En el Apéndice XVII se desarrolla la matriz de riesgos identificando impacto y probabilidad. Del análisis concluimos que Enel gestiona de forma adecuada sus riesgos, mitigando los de mayor exposición. Se resume la evaluación en la siguiente tabla:

**Tabla 24. Resumen de riesgos**

Nº	Categoría	Probabilidad (Ocurrencia)	Gravedad (Impacto)
R1	Mercado	Media	Bajo
R2	Crédito	Bajo	Medio
R3	Liquidez	Bajo	Medio
R4	Estratégico	Bajo	Medio
R5	Operacional	Bajo	Alta
R6	Seguridad	Media	Muy alto
R7	Ambiental	Bajo	Muy alto
R8	Reputacional	Bajo	Muy alto

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 25. Matriz probabilidad/impacto**

		Gravedad (Impacto)				
Probabilidad (Ocurrencia)		MUY BAJO 1	BAJO 2	MEDIO 3	ALTO 4	MUY ALTO 5
MUY ALTA	5					
ALTA	4					
MEDIA	3		R1			R6
BAJA	2			R2/R3/R4	R5	R7/R8
MUY BAJA	1					

Fuente: Elaboración propia.

## **Capítulo VII. Valorización**

### **7.1 Método de valorización por flujo de caja descontados**

La valorización de Enel se realiza al 31 de marzo del 2021, mediante el método de flujo de caja descontado con información financiera auditada a diciembre del 2020 y un horizonte de proyección de 10 años.

#### **7.1.1 Justificación del método**

El método de Flujo de Caja Descontado es usualmente utilizado para valorar un negocio o proyecto, bajo el principio de empresa en funcionamiento debido a que recoge la capacidad de generación de caja futura derivada de la operación de sus activos. Este determina el valor de la empresa sobre la base de la proyección de los flujos de caja de los próximos años, para luego descontarlos a una tasa de descuento calculada según el riesgo de dichos flujos. Los flujos se estiman en dos etapas: los primeros diez años (periodo 2021-2030) en los que se espera variación en las tasas de crecimiento, por el consumo de energía de los clientes y una segunda etapa de madurez (a partir del 2030), donde se espera una menor tasa de crecimiento constante que permitiría calcular una perpetuidad. Los flujos por descontar serán los flujos de fondos libre para la firma (FCFF) el cual representa el dinero disponible para accionistas y acreedores, después de haber cubierto las necesidades operativas y la reinversión en activos fijo, y la tasa de descuento a emplear será el costo promedio ponderado de capital (WACC) el cual reflejará, en promedio, la rentabilidad exigida por el accionista, y el costo del financiamiento externo.

#### **7.1.2 Estimación de la tasa de descuento**

Para estimar la tasa de descuento se empleó el modelo CAPM, herramienta ampliamente utilizada en nuestro país. (Ver Apéndice XVIII). Los detalles del cálculo se encuentran en el Apéndice XIX y la selección de empresas comparables en el Apéndice XX.

**Tabla 26. Parámetros CAPM**

Variable	Valor	Detalle
Deuda (000) S/.	47,001	Deuda a valor de mercado de los bonos y arrendamiento financiero al 30.03.2021.
Market Cap (000) S/.	7,380,754	Capitalización bursátil en la Bolsa de Valores de Lima al 30.03.21.
Tasa imponible %	32.6%	Tasa de impuesto efectiva. Criterio practitioners
<b>Beta apalancado</b>	<b>0.62</b>	Método Pure play beta dado que la bolsa peruana es ilíquida y tiene fuerte sesgo minero; Fuente: Bloomberg.
Tasa libre de riesgo %	2.41	YTM Bono del tesoro americano a 30 años al 31.03.21; la vida útil promedio de los activos es de largo plazo, Fuente: US Department of Treasury. Criterio practitioners
Prima por riesgo %	4.84%	Prima histórica. Media geométrica 1928-2020 – Damodaran.
<b>Costo de capital en US\$ nominales</b>	<b>5.40%</b>	Método CAPM para hallar el COK pero se encuentra en dólares nominales y la valorización es en soles. Primero se necesita tener la tasa en dólares reales para ser convertida en soles nominales.
Inflación esperada US\$	2.00%	Inflación esperada de largo plazo de la economía americana. Fuente: Federal Reserve.
<b>Costo de capital en US\$ reales</b>	<b>3.34%</b>	Costo de capital a términos nominales con la inflación esperada.
Inflación esperada S/.	2.20%	Tasa de inflación esperada de la economía peruana. Fuente: BCRP.
Desv. Estándar BVL	1.16%	Desviación estándar promedio de la BVL (2011-2020); Fuente: Bloomberg. Criterio Mongrut (2006).
Desv. Estándar Bono Soberano	0.82%	Desviación estándar promedio del Bono Soberano en S/. a 10 años (2011-2020); Fuente BCRP. Criterio Mongrut (2006).
Riesgo país	2.35%	Se ajustó el riesgo país (EMBIG) promedio de los últimos 10 años (2011-2020), con la volatilidad relativa de la BVL y el Bono Soberano. Fuente: BCRP. Criterio Mongrut (2006).
Prima por liquidez	2.00%	Duff & Phelps.
<b>Costo de capital en S/. nominales</b>	<b>9.96%</b>	Costo de capital nominal en soles ajustado por riesgo país.

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 27. Parámetros WACC**

Variable	Valor	Detalle
Deuda/(Deuda + Market Cap)	0.01	Ratio Deuda a Valor de Empresa.
Capital/(Deuda + Market Cap)	0.99	Ratio Capital a Valor de Empresa.
Tasa imponible %	32.6%	Ver cálculo del Ke.
Costo de la deuda (Kd) %	6.33%	Costo de la deuda calculada a valor de mercado.
Costo de capital (Ke) %	9.96%	Ver cálculo del Ke.
<b>Weighted Average Cost of Capital (WACC)</b>	<b>9.92%</b>	Costo de oportunidad para la empresa considerando la estructura de capital.

Fuente: Elaboración propia.

### 7.1.3 Supuestos del modelo

La valoración se realizó bajo los siguientes supuestos (Apéndices XXI al XXV):

**Tabla 28. Supuestos de proyección**

Rubro	Supuestos	Resultados	Sustento
Ingresos por venta de energía, potencia y otros	<p>(i) Cantidad: La demanda de energía se calcula en función al modelo econométrico calculado con data desde 1981, asimismo este incluye el inicio de operaciones estimadas de los nuevos proyectos energéticos.</p> <p>(ii) Clientes Regulados: la cantidad se estima del modelo econométrico y se proyecta mantener la distribución de 44% de la energía consumida. Por el lado del precio, se proyecta un crecimiento similar al promedio de los últimos años (+4.43% en el periodo 2008-2020).</p> <p>(iii) Clientes Libres: la cantidad se estima del modelo econométrico y se proyecta mantener la distribución de 56% de la energía consumida. Por el lado del precio, se proyecta que la tarifa libre continúe el crecimiento sobre la fórmula base contractual del IPC americano y el precio del gas natural (60%IPC + 40%PGN).</p> <p>(iv) Otros ingresos: incluye compensaciones variables del COES. Se proyecta considerando un porcentaje promedio sobre los ingresos totales de los últimos años (2015-2019), sin considerar el 2020 por ser atípico.</p> <p>(v) No se considera operación M&amp;A</p>	<p>Los ingresos por venta de energía y potencia presentarán un crecimiento compuesto de 5.91% para el periodo 2021-2030. Los otros ingresos representan en promedio el 0.80% de los ingresos totales. (Ver apéndice I para la proyección de potencia contratada por cliente.)</p>	<p>PESTEL (Factor económico -PBI, inflación)</p> <p>PESTEL (Factor legal)</p> <p>FODA F3O1</p> <p>Demanda potencial</p> <p>PEYEA (Dimensión externa)</p> <p>Estrategia N°1</p>
Costos de Generación	<p>Se proyecta teniendo como referencia el promedio histórico de los últimos 5 años (2015-2019). En promedio, los costos de generación han representado el 47.7% de los ingresos.</p>	<p>Los costos de generación representarán el 44.79% de los ingresos durante el periodo 2021-2030. No se han considerado los costos por compensaciones atípicos de los años 2016 y 2017.</p>	<p>PESTEL (Factor económico (insumos))</p> <p>PESTEL (Factor tecnológico)</p> <p>Estrategia N°2</p> <p>Ratios financieros</p>
Capital de Trabajo	<p>1. Cuentas por cobrar (Días de cobranza): se estima utilizar los días de cobranza promedio de los últimos cinco años (2015-2019). El 2020 no se considera debido al retraso en las cobranzas generado como consecuencia de la crisis económica generada por la pandemia.</p>	<p>Las cuentas por cobrar tendrán una rotación de 57 días.</p>	<p>Ratios financieros</p>
	<p>2. Cuentas por pagar (Días de pago): se estima utilizar los días de pago promedio del 2015 al 2019. No se considera el 2020 por efectos de retraso en los pagos.</p>	<p>Las cuentas por pagar tendrán una rotación de 96 días.</p>	<p>Ratios financieros</p>

Inversión	<p>1. Inversiones en eficiencia operativa: se proyecta considerando el comportamiento promedio de adiciones en el activo fijo versus los ingresos de los últimos años (2015-2020), sin considerar el año de reconstrucción de la CH Callahuanca (2018).</p> <p>2. Depreciación: los activos mantendrán el método de depreciación en línea recta.</p> <p>3. Las inversiones serán financiadas con utilidades retenidas</p>	Las inversiones serán de 8.41% respecto de los ingresos.	<p>Cadena de Valor</p> <p>PESTEL (Factor tecnológico)</p> <p>FODA F2</p> <p>BCG</p> <p>PEYEA (Dimensión interna)</p> <p>Estrategia N°2</p>
Deuda	La deuda a largo plazo ha ido reduciéndose y, además, no se ha realizado ninguna nueva emisión. Se asume que la empresa no contraerá nueva deuda.	Deuda financiera termina de cancelarse en el 2028.	<p>PEYEA (Dimensión interna)</p> <p>Ratios financieros</p> <p>Análisis del financiamiento</p>
Gastos de Administración	Se proyecta para los próximos años sobre la base del promedio de ingresos de los últimos años.	Los gastos de administración representarán el 3.80% de los ingresos.	Ratios financieros
Otros ingresos Operativos	Se proyecta para los próximos años sobre la base del promedio de ingresos de los últimos años, excluyendo conceptos no recurrentes.	Los otros ingresos operativos representarán en promedio 1.20% de los ingresos.	Ratios financieros
Patrimonio	1. Capital social: no habrá aportes de capital.	Capital social: S/. 2.5 mil millones. N° acciones: 2.8 mil millones.	Ratios financieros
	2. Política de reserva legal: se considera la constitución del 10% de la utilidad neta correspondiente a la parte no controladora como reserva legal, hasta alcanzar la quinta parte del capital pagado.	Reserva legal será del 10% de la utilidad neta.	Ley General de Sociedades (Ley N°26887)
	3. Reparto de dividendos: en los últimos años, Enel ha repartido dividendos comunes y extraordinarios dependiendo del exceso de caja disponible. La política de reparto vigente es hasta el 100% de la utilidad neta.	Política efectiva de dividendos será de 88.59%. El promedio de los últimos años (2015-2020), sin considerar el año del	Política de dividendos

		siniestro (2017) fue de 86%.	
Tasa de impuestos	Se considera la tasa del impuesto a la renta efectiva.	Tasa efectiva: 32.6%	Artículo 55 de la Ley del Impuesto a la Renta y criterio de practitioners.
Tasa de crecimiento perpetuo	Calculado tomando el último año de proyección del modelo financiero.	g: 2.35%	Modelo Financiero

Fuente: Elaboración propia.

#### 7.1.4 Proyección del flujo de caja libre

A partir del estado de resultados proyectado, se obtuvo el EBIT (Utilidad Operativa) para los años 2021-2030. Se aplicó la tasa impositiva efectiva de 32.6% y, posteriormente, se le adicionó la depreciación y amortización (que no son flujos de efectivo) y la variación del capital de trabajo. Por último, se consideró las inversiones en eficiencia operativa.

**Tabla 29. Flujo de caja proyectado (miles de soles)**

En miles de S/.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
AÑO	2020H	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
EBIT (1 - Tax)		470,770	498,686	528,297	557,340	588,129	622,522	666,058	706,959	747,866	792,286
Depreciación y Amortización		190,492	196,348	202,531	209,065	215,961	223,244	230,955	239,167	247,886	257,134
Cambio en capital de trabajo		(163,145)	20,243	17,469	(6,199)	(6,277)	(6,520)	(7,267)	(3,931)	(6,616)	(6,769)
<b>Flujo de caja operativo</b>		<b>498,117</b>	<b>715,277</b>	<b>748,297</b>	<b>760,206</b>	<b>797,813</b>	<b>839,247</b>	<b>889,746</b>	<b>942,195</b>	<b>989,136</b>	<b>1,042,651</b>
Inversiones		(204,472)	(215,550)	(226,836)	(238,292)	(250,500)	(263,933)	(279,958)	(295,786)	(312,100)	(329,774)
<b>Flujo de caja de inversión</b>		<b>(204,472)</b>	<b>(215,550)</b>	<b>(226,836)</b>	<b>(238,292)</b>	<b>(250,500)</b>	<b>(263,933)</b>	<b>(279,958)</b>	<b>(295,786)</b>	<b>(312,100)</b>	<b>(329,774)</b>
<b>Flujo de caja libre</b>		<b>293,645</b>	<b>499,727</b>	<b>521,461</b>	<b>521,915</b>	<b>547,314</b>	<b>575,313</b>	<b>609,788</b>	<b>646,409</b>	<b>677,037</b>	<b>712,877</b>

Fuente: Elaboración propia

#### 7.1.5. Estimación del valor de la acción

Para calcular el valor de la acción, primero es necesario hallar el valor terminal del 2030. Por ello, se tomó en consideración la tasa de crecimiento perpetuo de 2.35%. Se calculó dicha tasa empleando la fórmula del ROE \* (1 - Payout Ratio) = 20.58% \* (1 - 88.59%) con los datos calculados del modelo para el último año de la proyección (2030).

Los valores del flujo de caja libre de cada año y valor terminal (del 2030) fueron traídos a valor presente con la tasa WACC del modelo de 9.92%. El valor por acción hallado fue de S/2.65. El valor terminal representa el 53% del valor de la acción.

**Tabla 30. Valorización de la acción Enel**

En miles de S/.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2020H	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
Flujo de caja libre		293,645	499,727	521,461	521,915	547,314	575,313	609,788	646,409	677,037	712,877
Valor Terminal		-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,632,499
Factor de descuento Flujo		0.91	0.83	0.75	0.68	0.62	0.57	0.52	0.47	0.43	0.39
FCL+Valor terminal descontado (Flujo)		267,140	413,585	392,618	357,490	341,048	326,137	314,479	303,274	288,972	4,017,040
VPN (Flujo de caja libre descontado)	3,281,548										
											47%
VPN (Valor Terminal)	3,740,235										
											53%
VPN (Valor para la Empresa)	7,021,782										
											100%
<b>Cálculo Valor Patrimonial</b>	<b>2020</b>										
Valor de la Empresa	7,021,782										
(+) Efectivo 2020	555,622										
(-) Deuda a Valor de Mercado	(47,001)										
<b>Valor Patrimonial</b>	<b>7,530,404</b>										
Número de Acciones (miles)	2,838,751										
Valor Acción S/.	2.65										31/03/2021
Precio Acción S/.	2.60										31/03/2021

Fuente: Elaboración propia

### 7.1.6 Análisis de sensibilidad

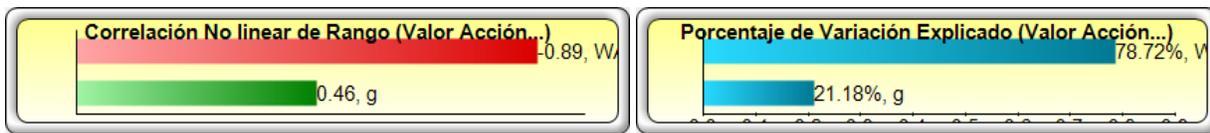
Para realizar el análisis de sensibilidad entre el g de largo plazo (perpetuidad) de 2.35% y el WACC de 9.92%, ambos calculados por el modelo, se hizo 10,000 interacciones con un rango de +/- 0.25% para ambos conceptos.

El resultado obtenido, con una precisión de error de 0.04%, fue un mínimo valor de S/2.53 y un máximo valor de S/2.80. El valor promedio (media) hace referencia al valor de S/2.65 hallado en la sección 7.1.5. Posteriormente, se hizo un análisis de correlación entre ambas variables. El resultado fue que la variable más influyente es el WACC, explicando un 78.72% del valor fundamental, mientras que el g de largo plazo sólo explica el 21.18%.

**Figura 28. Análisis de Sensibilidad**



Fuente: Elaboración propia.

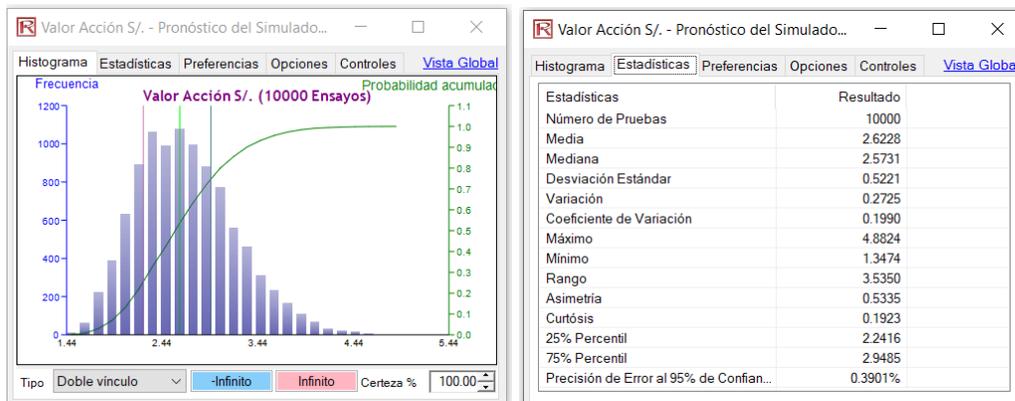


### 7.1.7 Simulación Montecarlo

Con las variables identificadas en la matriz de riesgos y añadiendo en la sensibilidad la descomposición del WACC; el Beta, tasa libre de riesgo (Rf) y costo de la deuda (Kd) se corrió una simulación de Montecarlo con 10,000 iteraciones.

A diferencia del análisis de sensibilidad, se dejó que el modelo calcule la g de largo plazo por cada interacción la cual es variable dependiente del ROE calculado y el Payout ratio del 2030.

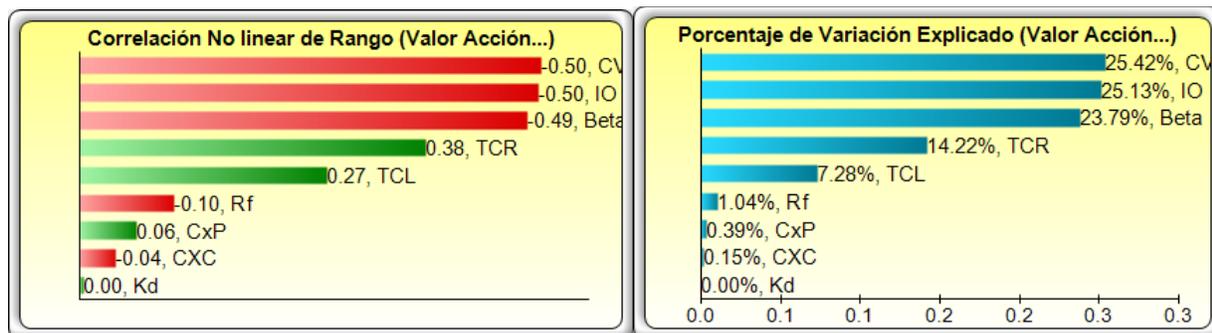
**Figura 29. Simulación Montecarlo**



Fuente: Elaboración propia

Luego de interactuar las variables, teniendo un 95% de confianza y 0.39% de error, se obtuvo que el valor de la acción se encuentra en el intervalo de S/.2.24 y S/. 2.95. La media de los resultados fue de S/.2.62.

**Figura 30. Análisis Montecarlo**



Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 31. Variables de sensibilidad Montecarlo**

Abreviatura	Detalle de Indicador	Variable
TCL	Crecimiento de Tarifa Clientes Libres	Riesgo de Mercado
TCR	Crecimiento de Tarifa Clientes Regulados	Riesgo de Mercado
CXC	Días de Cobro	Liquidez
CxP	Días de Pago	Liquidez
Beta	Beta promedio de Comparables	WACC
Rf	Tasa libre de Riesgo	WACC
Kd	Costo de la Deuda	WACC
CV	Costo de Generación/Ingresos	Riesgo Operacional
IO	Adiciones en Inversiones Operativas	Riesgo Operacional

En términos del valor de la acción, se concluye que el 51% está explicado por factores operacionales (costo de generación e inversiones operativas), 25% por el riesgo de mercado (Beta y tasa libre de riesgo) y 22% por la tarifa (Clientes Libres y Regulados). Asimismo, el incremento tanto en el Beta, el costo de generación e inversiones operativas, tienen fuerte impacto negativo en el valor de la acción.

### 7.1.8 Análisis de resultados

Empleando el método de flujo de caja descontado, el valor hallado fue de S/.2.65, el cual es similar al precio de mercado de S/.2.60. Para corroborar la validez del modelo de valoración, se hizo una simulación Montecarlo para encontrar el intervalo del valor de la acción. El resultado del intervalo (S/.2.24 – S/.2.95) apoya la hipótesis que el precio de la acción se encuentra en su valor intrínseco, y, considerando también que el valor promedio de la simulación Montecarlo arrojó el valor de S/.2.62.

## 7.2. Otros métodos de valoración

### 7.2.1. Múltiplos de empresas comparables

Para la elección de las empresas comparables se tomaron en cuenta como variables que las empresas pertenecieran al sector energía, compartan el rubro de generación de energía eléctrica a través de centrales termoeléctricas como hidroeléctricas, se ubiquen geográficamente en Latinoamérica, tengan un similar margen EBITDA y sean participantes importantes en sus mercados nacionales (Apéndice XX).

Para determinar el precio de la acción de Enel se tomó información de mercado sobre los ratios de las cuatro empresas seleccionadas, hallando el promedio, mediana y valor máximo.

**Tabla 32. Múltiplos comparables**

Ratios	Engie	Colbun	Aes Gener	Cesp	Promedio	Mediana	Maximo
P/E	14.38	16.45	12.45	6.06	12.34	13.42	16.45
EV/EBITDA	7.18	10.47	13.80	8.79	10.06	9.63	13.80

Fuente: Bloomberg. Elaboración propia

Se aplican los múltiplos a los valores de Enel obteniendo un precio de acción S/2.53.

**Tabla 33. Aplicación de mediana**

Variables de Valoración	Enel	Comparables	Mediana Industria	Precio Estimado
Utilidad por acción	0.16	P/E	13.42	2.15
Equity value por acción	0.30	EV/EBITDA	9.63	2.92
			<b>Promedio</b>	<b>2.53</b>

Fuente: Bloomberg. Elaboración propia

### 7.2.2 Opinión de analistas

La opinión de los principales analistas del mercado, de acuerdo con la información de Bloomberg, es comprar y mantener con un valor promedio de precio de S/ 2.50. Cabe indicar que este valor es superior en 6% al valor de cierre de la valorización. A continuación, se muestra una tabla con el detalle.

**Tabla 34. Opinión de analistas**

Empresa	Analista	Recomendación	Fecha	Precio (S/)
Kallpa SAB	Christian Choquecota	Comprar	03.03.2021	2.77
Credicorp Capital	Lusi Vicente	Mantener	15.02.2021	2.22

Fuente: Bloomberg. Elaboración propia

### 7.3 Recomendación de inversión

Al 31 de marzo de 2021, con la información disponible a diciembre de 2020, se recomienda mantener la acción de Enel, debido a su sólido desempeño financiero, liderazgo en el sector, altos niveles de rentabilidad y por la capacidad de distribuir dividendos a una tasa sostenible promedio por encima del 80% de la utilidad neta. Se espera que el desempeño de la acción se mantenga en línea con el mercado.

En los resultados de la simulación Montecarlo, se pudo confirmar que existe una alta probabilidad de 95%, con un margen de error de 0.39%, que el valor promedio de la acción se sitúe en S/.2.62, el cual es similar al precio de mercado de S/.2.60.

## **Bibliografía**

Badenes, C. & Santos, J. M. (1999). Introducción a la valoración de empresas por el método de los múltiplos de compañías comparables. IESE Universidad de Navarra, pags. 1-24.

Bolsa de Valores de Lima–BVL Enel Generación Perú S.A.A. Fecha de consulta: 30/10/2020. Recuperado de <https://www.bvl.com.pe/emisores/detalle?companyCode=70051>

Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES). (2020). Estadística de Operación 2020. Fecha de consulta: 30/09/2020. Recuperado de <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica2019>

David, Fred (1997). Conceptos de administración estratégica. Quinta edición. México: Prentice Hall.

Enel Generación Perú (2020). Memorias Anuales 2015 - 2019. Fecha de consulta: 30/09/2020. Disponible en: <https://www.enel.pe/es/inversionistas/enel-generacion-peru/memorias-anuales.html>

Enel Generación Perú (2020). Reporte de Sostenibilidad Corporativa 2018. Fecha de consulta: 30/09/2020. Disponible en: <https://www.enel.pe/es/inversionistas/enel-generacion-peru/informes-de-sostenibilidad-.html>

ESPAÑA, M. D. (1993). NTP 330: Sistema simplificado de evaluación de riesgos de accidente. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 7.

Fuller, R., & Kerr, H. (1981). Estimating the Divisional Cost of Capital: An Analysis of the Pure-Play Technique. *The Journal of Finance*, 36(5), 997-1009. doi:10.2307/2327295

Humphrey, Albert (2005). SWOT Analysis for Management Consulting. SRI Alumni Newsletter (SRI International).

Kotler, P., y Armstrong, G. (2013). *Fundamentos de Marketing*. Décimo primera edición. México: Pearson.

Osterwalder, Alexander, y Pigneur, Yves (2011). *Generación de modelo de negocio*

Porter, Michael (2010). *Ventaja competitiva, creación y sostenibilidad de un rendimiento superior*. Madrid: Grupo Editorial Patria S.A. de CV.

Reeves, M.; Moose, S., y Venema, T. (2014). *BCG Classics Revisited: The Growth Share Matrix*. Fecha de consulta: 30/09/2020. Disponible en: <https://www.bcg.com/publications/2014/growth-share-matrix-bcg-classics-revisited.aspx>

## Apéndices

### Apéndice I. Clientes libres y regulados

Se listan los principales clientes de la empresa clasificados en libres y regulados, así como el horizonte contractual que mantienen y los megavatios contratados.

#### Clientes por Potencia Contratada MW

CLIENTES LIBRES	DURACIÓN	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
MINERA CHINALCO PERÚ (TOROMOCHO)	15 años	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166
LAS BAMBAS MMG	10 años	150	150	150	150	150	150	150	155	159	162	166
SIDERPERU	28 años	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
HUBBAY PERU	11 años	90	90	90	90	90	90	90	91	93	95	98
OTROS (<1 MW)	5 años	69	95	96	97	97	98	99	101	102	103	104
LA ARENA	14 años	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
SHOUXIN	6 años	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
SHOUGANG HIERRO PERU (EL HIERRO)	5 años	20	31	32	33	33	34	35	36	37	37	38
MINERA ARES	5 años	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ	4 años	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
MINERA CASAPALCA	7 años	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
PROTISA - LOS ROSALES	4 años	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
SHAHUINDO	8 años	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
TEJIDOS SAN JACINTO	8 años	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
MOLY-COP ADESUR (LIMA)	10 años	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
TEJIDOS SAN JACINTO	8 años	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
MOLY-COP ADESUR (AREQUIPA)	10 años	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
MALL AVENTURA	4 años	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
CREDISA TRUJILLO	10 años	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
LINDLEY	4 años	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6
OPEN PLAZA (PIURA)	5 años	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

CREDITEX	10 años	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
CORPORACIÓN LINDLEY	5 años	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
VIDRIERIA DE JULIO	10 años	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
OPEN PLAZA (LIMA)	4 años	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
MALLS PERÚ - MALL OPEN PLAZA MARZANO -	5 años	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
CREDISA PISCO	10 años	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
MEXICHEM PERÚ	5 años	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
INMOBILIARIA AMERICAN GROUP	10 años	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
FUNFERSA – FERROSA	3 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CALIZA CEMENTO INCA	3 años	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
PESQUERA DIAMANTE (PARACAS )	10 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
VITAPRO	5 años	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4
NORSAC	5 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CORPORACIÓN REY	3 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
VIDRIERIA DE JULIO	10 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PESQUERA DIAMANTE (ISLAY)	10 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
AMERICAN MOLDS	4 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PROTISA - CANTERA	4 años	2	6	7	7	7	7	7	7	7	8	8
PACIFIC FREEZING COMPANY	5 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
INKABOR S.A.C.	3 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CFG INVESTMENT	3 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
GLOBAL ALIMENTOS	4 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
SOLUCIONES CONSTRUCTIVAS VOLCÁN	4 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
MADERERA BOZOVICH	4 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PESQUERA DIAMANTE (MALABRIGO )	10 años	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>TOTAL MW CONTRATADOS</b>		<b>846</b>	<b>889</b>	<b>891</b>	<b>893</b>	<b>894</b>	<b>896</b>	<b>898</b>	<b>907</b>	<b>916</b>	<b>924</b>	<b>933</b>

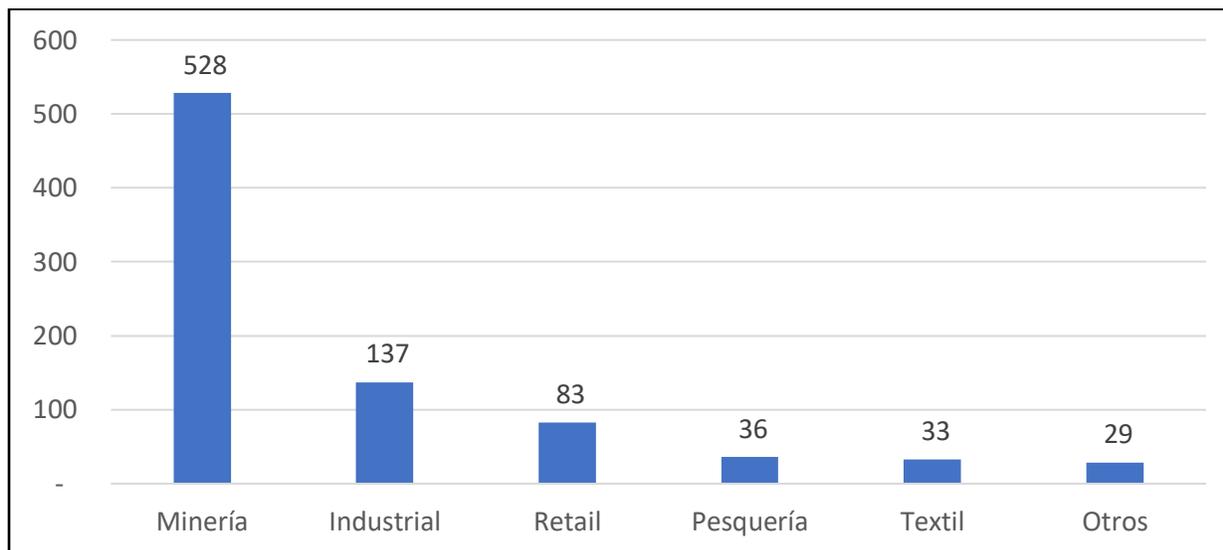
Fuente Osinergmin, 2020. Elaboración propia.

<b>CLIENTES REGULADOS</b>	<b>DURACIÓN</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Enel Distribución Perú S.A.	13 años	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509
Luz del Sur S.A.A.	11 años	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. Seal	11 años	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Electro Sur Este S.A.A.	11 años	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Electrosur S.A	11 años	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Electro Puno S.A.A.	10 años	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Hidrandina S.A.	11 años	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Electronoroeste S.A.	11 años	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>TOTAL MW CONTRATADOS</b>		<b>969</b>										

Fuente Osinergmin, 2020. Elaboración propia.

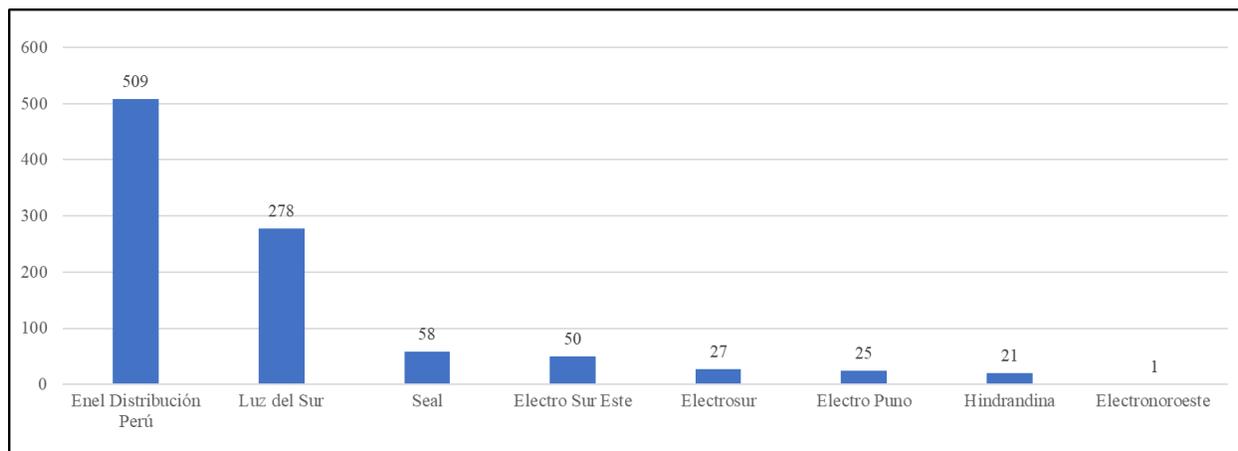
A continuación, se muestran gráficas con la distribución de clientes libres por tipo de industria y regulados por empresa.

### Cientes Libres - Potencia contratada (MW) por tipo de industria



Fuente: Osinergmin 2020. Elaboración Propia.

### Cientes Regulados - Potencia contratada (MW) por empresa



Fuente: Memoria Anual Enel Generación Perú, 2020. Elaboración Propia.

## Apéndice II. Hechos de importancia

Fecha	Evento
Agosto 1996	Constitución de la sociedad anónima Edegel S.A.
Noviembre 1998	Cambio a sociedad anónima abierta Edegel S.A.A
Junio 2006	Fusión por absorción de de Empresa de Generación Termoelectrica Ventanilla S.A. (Etevensa)
Mayo 2009	Reorganización Simple con Chinango SAC
Julio 2016	Venta de líneas de transmisión a Conelsur LT SAC y cesión de concesiones asociadas
Octubre 2016	Cambio de denominación a Enel Generación Perú S.A.A
Marzo 2017	Cese de operación de la central hidroeléctrica Callahuanca
Mayo 2017	Enel Perú S.A.C. absorbe a Generandes Perú S.A., anterior accionista mayoritario de Enel Generación Perú.
Octubre 2017	Enel Perú S.A.C. adquirió las acciones que mantenía de manera directa la matriz, Enel Américas S.A. Con esta operación, Enel Perú S.A.C. alcanza la propiedad del 83.60%
Marzo 2019	Ingreso de operación comercial de Hidroeléctrica Callahuanca

Fuente: Memorias Anuales. Elaboración propia.

## Apéndice III. Grupo económico

El grupo Enel es una multinacional líder en los sectores de energía y gas. En América del Sur se encuentra en Argentina, Chile, Brasil, Colombia y Perú. Cuenta con una capacidad de 88 GW y una red de distribución de 2.2 millones de kilómetros y cuenta con 74 millones de usuarios a nivel mundial.

Empresa	Objeto social	País
Enel S.p.A.	Adquirir propiedades en empresas y proporcionar a sus filiales: directrices estratégicas, coordinación respecto a organización industrial y comercial.	Italia
Enel Américas S.A.	Exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y venta de energía.	Chile

Enel Perú S.A.C.	Invertir en sociedades dedicadas a la explotación de recursos naturales, vinculadas a generación, producción y comercialización de energía eléctrica	Perú
------------------	--	------

Fuente: Memoria Anual 2020. Elaboración propia.

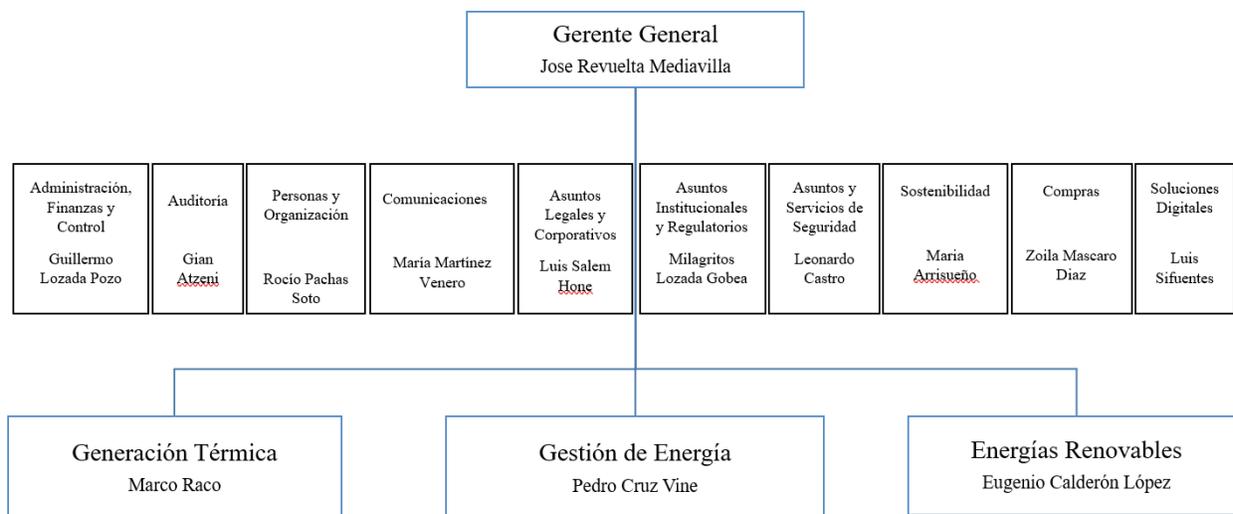
En cuanto a las clasificaciones internacionales, el grupo cuenta con perspectiva estable.

### Ratings internacionales

Rating	Mediano/Largo plazo
Standard & Poor's	BBB+
Moody's	Baa2
Fitch	A-

Fuente: Reporte Anual Enel S.p.A 2020. Elaboración propia.

### Apéndice IIV. Organigrama y puestos claves



Fuente: Informe de Sostenibilidad 2019. Elaboración propia.

## **Apéndice V. Programas de responsabilidad social**

Entre los principales programas tenemos:

Programas de Desarrollo económico sostenible (Sociedad)

- Programa productivo Café Curibamba Pampa de Oro, a través de este programa 100 familias del valle Tulumayo en Junín desarrollan cultivos de calidad estándar y cuidando el medio ambiente, lo que les permite recibir ingresos y mejorar su calidad de vida.
- Programa productivo de crianza de cuyes, beneficia a 21 madres de familia de comunidades campesinas quienes incrementan el consumo de proteína en la familia y reciben ingresos adicionales por la venta además de contribuir a su independencia económica.

Programa de formación (Colaboradores)

- Generación E, busca potenciar las habilidades de liderazgo y el conocimiento estratégico de los jóvenes profesionales de la empresa con alto potencial de desarrollo.
- Lidera, busca potenciar a los líderes de la compañía para que impulsen el desempeño de sus equipos, de esta forma se desarrollan habilidades y se tiene un impacto positivo en los resultados del negocio.

## **Apéndice VI. Análisis PESTEL**

### **1. Factores Políticos**

- a. Inestabilidad política: La inestabilidad política en el país impacta negativamente en la inversión privada y pública, lo que conlleva a una reducción en la demanda de energía. Asimismo, genera retraso en la reactivación de la cartera de proyectos de inversión.

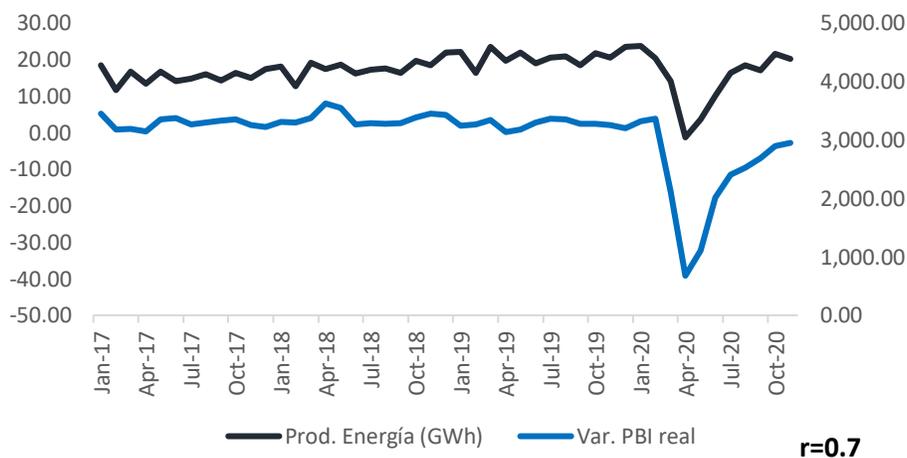
- b. Exportación/Importación de energía: Existen proyectos de interconexión eléctrica con varios países de la región (Chile, Colombia y Ecuador) siendo el del Ecuador el más avanzado. Ello afectará en el largo plazo la participación de mercado de todos los generadores, dado que se permitirá la importación y exportación de energía.

## 2. Factores Económicos

- a. Producto Bruto Interno (PBI): Uno de los elementos esenciales para el desarrollo de un país es la disponibilidad de energía; asimismo, es un indicador de mejora en la calidad de vida de los habitantes y también un insumo base para el desarrollo y crecimiento de la industria. Históricamente muestra una tendencia correlacionada con la demanda de energía (Ver Capítulo III).

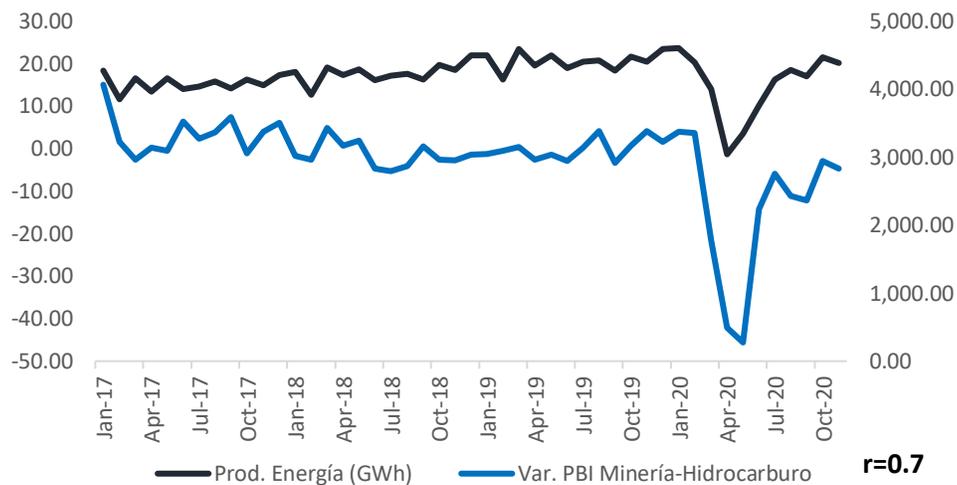
En nuestro país la evolución del PBI real muestra una tendencia estable hasta el 2020, año que se vio afectado por la pandemia mundial Covid19, a partir del segundo semestre se evidencia cambio en la tendencia y la proyección del MEF es lograr la recuperación al 2022. En los gráficos se observa la evolución de PBI real general, por sectores y la producción de energía.

**Evolución PBI real vs Producción de energía**



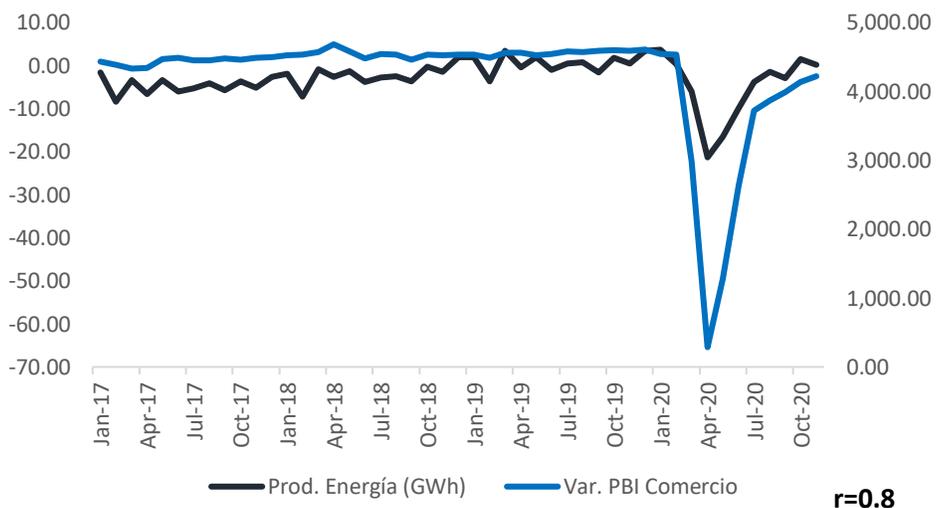
Fuente: BCRP. Elaboración propia.

### Evolución PBI real Minería-Hidrocarburo vs Producción de energía



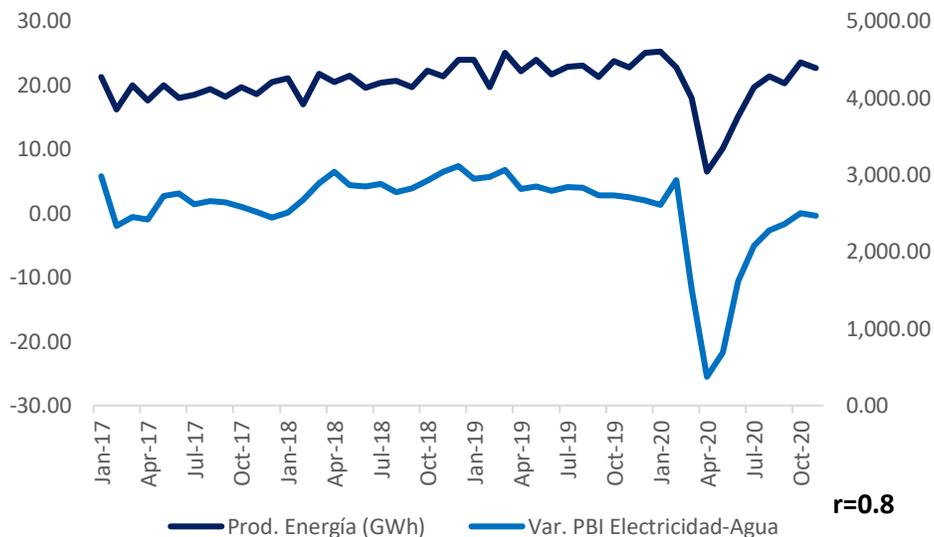
Fuente: BCRP. Elaboración propia.

### Evolución PBI real Comercio vs Producción de energía



Fuente: BCRP. Elaboración propia.

## Evolución PBI real Electricidad - Agua vs Producción de energía



Fuente: BCRP. Elaboración propia.

- b. Tipo de cambio: Dado que los insumos básicos se encuentran en moneda extranjera, la empresa necesita monitorear el tipo de cambio con la moneda funcional que es el sol. El impacto de un incremento en el tipo de cambio S/ por USD es la necesidad de destinar más recursos de la moneda local (S/) para cubrir la moneda extranjera (USD). También en esta variable se ve el impacto de la pandemia durante el 2020.

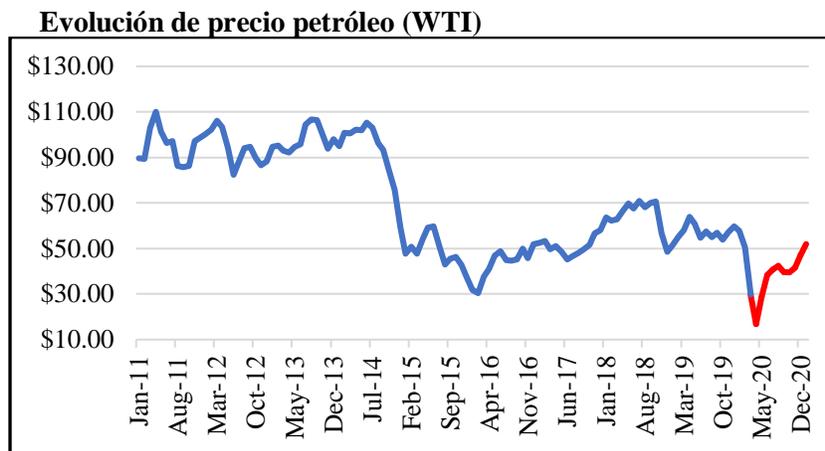
## Evolución del tipo de cambio promedio bancario S/ por USD



Fuente: BCRP. Elaboración propia.

- c. Precio de insumos: Las variables económicas externas que impactan directamente en la gestión de la empresa son el precio global del petróleo crudo WTI y el precio spot del Gas Natural Henry Hub. El impacto es negativo dado que un fuerte incremento en el precio del petróleo y gas natural aumenta el costo promedio por megavatio de las centrales térmicas, y en menor medida de las centrales hidroeléctricas. Enel mitiga el impacto por medio de la fijación de un precio de contrato a largo plazo con Plus Petrol.

A continuación, se muestra la evolución:

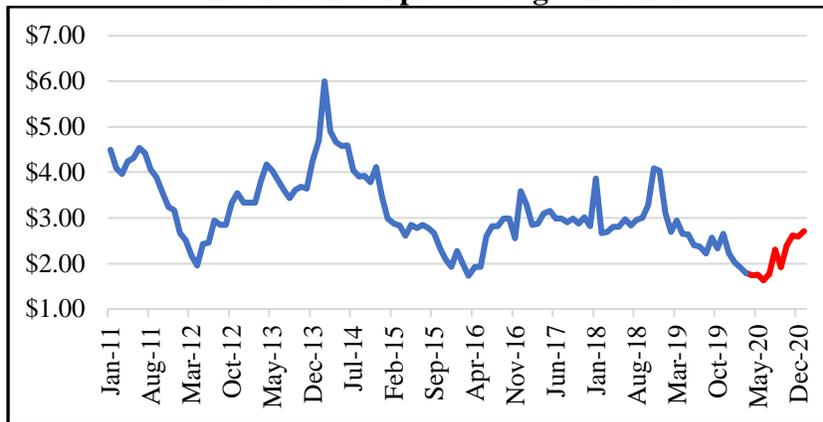


Fuente: Federal Reserve Economic Data. Elaboración propia.

En los últimos 10 años el precio del petróleo ha tenido un comportamiento bastante variable, teniendo como pico más de \$110 en abril del 2011 y como mínimo en abril de 2020. Este mínimo se explica dada la coyuntura actual de pandemia donde el PBI mundial ha presentado una caída sin precedentes en la región de la OECD (La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico).

En el gas natural también se puede ver, al igual que el petróleo, la caída pronunciada debido a la pandemia del Covid-19.

### Evolución del precio de gas natural



Fuente: Federal Reserve Economic Data. Elaboración Propia.

### Factores Sociales

- a. **Movilización social:** Dada la fuerte concentración de clientes libres en el sector minería, como se mencionó en el capítulo I, el riesgo latente de movilización antiminera tiene impacto negativo al impedir la operación y desarrollo proyectos mineros, y, por lo tanto, menor demanda de energía y potencia.
- b. **Personal calificado:** Se tiene escasez de fuerza laboral calificada en el sector, lo que genera inclusive la contratación de especialistas extranjeros.

### Factores Tecnológicos

- a. **Vanguardia tecnológica:** Enel cuenta con un programa de mantenimiento regular y mayor de todas sus centrales para lograr mantener la eficiencia en sus turbinas tanto a gas como hídricas y estar a la vanguardia en la tecnología. Ello impacta positivamente en la disponibilidad y factor de planta.
- b. **Gestión de la energía:** Enel cuenta con un sistema integrado de gestión que le permite el ahorro energético y el uso sostenible de sus recursos en todas sus centrales hidroeléctricas

y térmicas. Esto impacta positivamente dado que permite generar ahorro progresivo en los costos variables de generación.

### **Factores Ecológicos**

- a. Niño costero: Los desastres naturales que ocurren en la zona de influencia impactan negativamente el funcionamiento de la infraestructura. El último evento mayor ocurrió en el 2017 durante el Niño Costero, dañando la infraestructura y maquinaria de la central Callahuanca; la reconstrucción tomó dos años.
- b. Nueva pandemia mundial: La presencia de una pandemia mundial afecta negativamente a la empresa no solo en ingresos sino también en los días de cobro (morosidad de clientes finales) y, por lo tanto, en el capital de trabajo.

### **Factores Legales**

- a. Derogación Resolución Suprema: En el año 2020, se ha derogado la Resolución Suprema 043-2017 que podría impulsar que el costo marginal (spot) se incremente en el mediano plazo. Ello tendría un impacto moderado para la empresa por el lado del costo de ventas, dado que Enel realiza compra de energía al spot.

## **Apéndice VII. Demanda potencial**

### **Proyección de la demanda de la energía eléctrica**

La proyección de la demanda de energía contempla dos componentes: demanda vegetativa y demanda de grandes cargas.

### **Proyección de demanda vegetativa**

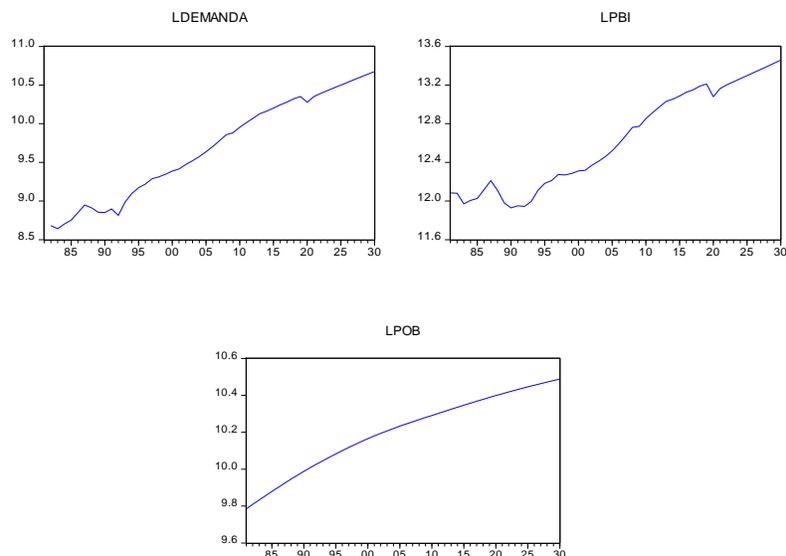
La demanda vegetativa del país está constituida por el consumo del sector residencial, comercial y pequeña industria. Se caracteriza por un comportamiento uniforme en el tiempo y tendencia

estable de crecimiento por lo que su proyección se realiza mediante enfoque estructurado econométrico.

Las variables del modelo son las siguientes:

- Demanda vegetativa: Es la variable dependiente del modelo econométrico. Se toma data histórica en GWh desde el año 1981 hasta el 2020.
- Producto Bruto Interno: La actividad económica del país guarda estrecha relación con la demanda de energía interconectada. Para el modelo se considera el valor total del PBI en soles constantes del año 2007.
- Población: Se considera la población nacional contabilizada por el INEI.

### Evolución de las variables



Para la proyección de la demanda vegetativa se utiliza el modelo econométrico de mínimos cuadrados ordinarios (MCO) con transformación a logaritmo lo que permite obtener estabilidad de las varianzas. Se añade la variable dummy (D92) con el objetivo de filtrar el efecto en la

demanda del año 1992, ya que se considera un valor atípico por la inusual sequía que conlleva a racionamiento energético.

El modelo propuesto tiene la siguiente forma:

$$\mathbf{LOG(DEMAND) = 0.695040 * LOG(PBI) + 1.509084 * LOG(POB) - 0.107787 * D92 -14.51341 + [AR(1) = 0.807827]}$$

Dependent Variable: LOG(DEMANDA)  
 Method: ARMA Maximum Likelihood (BFGS)  
 Date: 02/28/21 Time: 19:35  
 Sample: 1981 2020  
 Included observations: 40  
 Convergence achieved after 6 iterations  
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(PBI)	0.695040	0.064868	10.71477	0.0000
LOG(POB)	1.509084	0.240369	6.278195	0.0000
D92	-0.107787	0.008565	-12.58397	0.0000
C	-14.51341	1.797314	-8.075057	0.0000
AR(1)	0.807827	0.086576	9.330880	0.0000
R-squared	0.998981	Mean dependent var		9.456025
Adjusted R-squared	0.998831	S.D. dependent var		0.568875
S.E. of regression	0.019447	Akaike info criterion		-4.878366
Sum squared resid	0.012858	Schwarz criterion		-4.625034
Log likelihood	103.5673	Hannan-Quinn criter.		-4.786769
F-statistic	6667.972	Durbin-Watson stat		1.930358
Prob(F-statistic)	0.000000			

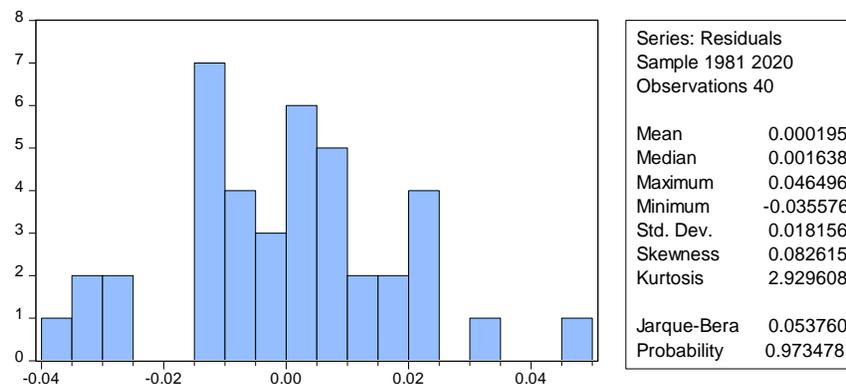
En cuanto a la significancia estadística de los parámetros tenemos en la primera columna de la tabla los coeficientes estimados de las variables explicativas, la segunda contiene las desviaciones estándar de los parámetros, y la tercera los t estadísticos correspondientes a la hipótesis nula que establece que los coeficientes son cero. Si la probabilidad es menor al nivel de significancia 5%, se rechaza la hipótesis nula. En nuestro modelo todas las probabilidades son menores al 5% por lo que los coeficientes son estadísticamente significativos.

En cuanto a la capacidad explicativa del modelo analizamos los indicadores de bondad de ajuste se tiene un R cuadrado y un R cuadrado ajustado de 0.99. Ambos muestran el porcentaje de la varianza de la variable dependiente que explica el modelo, cuando mayor sea la capacidad explicativa del modelo, más cercanos estos indicadores son a 1.

A continuación, se presentan las pruebas de cumplimiento estadístico para la calidad de los residuos, que deben presentar normalidad, ausencia de heterocedasticidad y ausencia de correlación lineal; y la prueba de estacionariedad de series.

### Prueba Jarque-Bera

Indica normalidad cuanto más cercano a cero esté y cuanto mayor sea la probabilidad. Se tiene un estadístico de 0.05 y una probabilidad de 0.97, mayor al nivel de confianza 5% por lo que no se puede rechazar la hipótesis nula de normalidad.



### Prueba Breusch-Pagan-Godfrey

Es una prueba de heterocedasticidad, donde se utilizan los residuos al cuadrado para explicar el comportamiento. La hipótesis nula es ausencia de heterocedasticidad. Se obtiene un estadístico de 0.15 mayor al nivel de significancia de 0.05 por lo que no podemos rechazar la hipótesis nula por lo que se comporta de forma homocedástica.

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey

F-statistic	1.865956	Prob. F(3,36)	0.1528
Obs*R-squared	5.382842	Prob. Chi-Square(3)	0.1458
Scaled explained SS	3.759247	Prob. Chi-Square(3)	0.2887

Test Equation:  
 Dependent Variable: RESID^2  
 Method: Least Squares  
 Date: 02/28/21 Time: 19:51  
 Sample: 1981 2020  
 Included observations: 40

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.001358	0.005235	-0.259435	0.7968
LOG(PBI)	-0.000696	0.000385	-1.806209	0.0793
LOG(POB)	0.001020	0.000901	1.131606	0.2653
D92	0.000191	0.000460	0.416184	0.6797
R-squared	0.134571	Mean dependent var		0.000321
Adjusted R-squared	0.062452	S.D. dependent var		0.000453
S.E. of regression	0.000438	Akaike info criterion		-12.53281
Sum squared resid	6.92E-06	Schwarz criterion		-12.36393
Log likelihood	254.6563	Hannan-Quinn criter.		-12.47175
F-statistic	1.865956	Durbin-Watson stat		2.188091
Prob(F-statistic)	0.152821			

## Pruebas de correlación serial

Correlograma: Nos muestra los coeficientes de correlación para una cantidad de rezagos. La hipótesis nula es ausencia de correlación serial, valores mayores a 5% indican que no se puede rechazar la hipótesis nula, el gráfico indica que no hay correlación serial.

Date: 02/28/21 Time: 20:01  
 Sample: 1981 2030  
 Included observations: 40

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.078	0.078	0.2630	0.608
		2	0.192	0.187	1.8885	0.389
		3	0.264	0.247	5.0552	0.168
		4	0.197	0.156	6.8677	0.143
		5	0.251	0.179	9.8843	0.079
		6	-0.136	-0.289	10.798	0.095
		7	0.108	-0.055	11.390	0.122
		8	-0.054	-0.168	11.542	0.173
		9	0.056	0.102	11.713	0.230
		10	-0.094	-0.061	12.210	0.271
		11	-0.170	-0.057	13.888	0.239
		12	-0.120	-0.205	14.755	0.255
		13	-0.124	-0.017	15.718	0.265
		14	-0.161	-0.140	17.402	0.235
		15	-0.075	0.217	17.779	0.274
		16	-0.156	-0.061	19.484	0.244
		17	-0.119	0.040	20.515	0.249
		18	-0.035	-0.100	20.609	0.300
		19	-0.105	0.005	21.488	0.310
		20	0.046	0.035	21.670	0.359

Durbin-Watson: Indica ausencia de correlación serial cuando el valor tiende a 2. En el moldeo se obtiene un estadístico de 1.93.

### Prueba Dickey-Fuller

Se aplica la prueba para estacionariedad de la serie a través de la raíz unitaria. La hipótesis nula es existencia de raíz unitaria, si esto sucede la serie no es estacionaria. El estadístico es de 0.0006 menor al 5% por lo que se rechaza la hipótesis nula y la serie es estacionaria.

Null Hypothesis: D(LDEMANDA) has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.275758	0.0006
Test critical values:		
1% level	-4.219126	
5% level	-3.533083	
10% level	-3.198312	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LDEMANDA,2)

Method: Least Squares

Date: 02/28/21 Time: 20:27

Sample (adjusted): 1983 2020

Included observations: 38 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
----------	-------------	------------	-------------	-------

D(LDEMANDA(-1))	-0.972444	0.184323	-5.275758	0.0000
C	0.040826	0.019382	2.106354	0.0424
@TREND("1981")	-4.15E-05	0.000791	-0.052497	0.9584
R-squared	0.446431	Mean dependent var		-0.003289
Adjusted R-squared	0.414799	S.D. dependent var		0.069474
S.E. of regression	0.053147	Akaike info criterion		-2.955859
Sum squared resid	0.098861	Schwarz criterion		-2.826576
Log likelihood	59.16132	Hannan-Quinn criter.		-2.909861
F-statistic	14.11306	Durbin-Watson stat		1.792870
Prob(F-statistic)	0.000032			

## Análisis Backtest

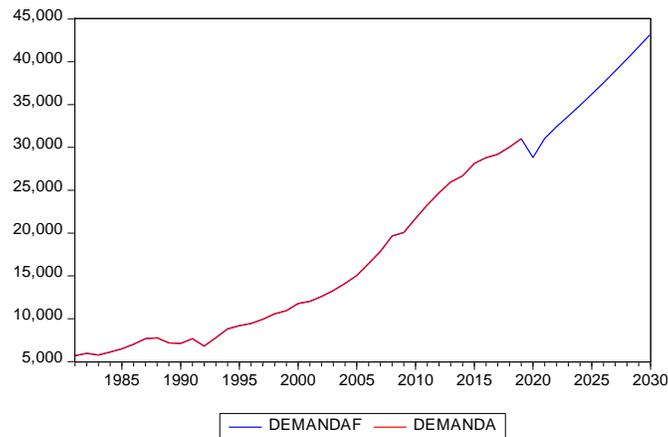
Se realiza con el objetivo de evaluar el grado de certeza de los valores estimados por el modelo.

Se tomó como muestra el periodo 2015-2020, obteniendo una variación promedio anual de 1.9%.

Año	Demanda Vegetativa Real - GWh	Demanda Vegetativa Estimada - GWh	% VarDemanda
2015	28,108	27,546	-2.0%
2016	28,786	28,612	-0.6%
2017	29,173	29,457	1.0%
2018	30,002	30,643	2.1%
2019	30,797	31,513	2.3%
2020	28,461	29,405	3.2%

Habiendo diligenciado las pruebas, el modelo puede utilizarse para la proyección de la variable dependiente. Se obtuvieron los siguientes resultados:

## Proyección de la demanda



## Demanda proyectada

Año	POBLACIÓN Miles Hab.	PBI Millones de S/.	DEMANDA			
			Demanda Vegetativa Proy - GWh	% VarPob.	% VarPBI	% VarDemanda
2021	33,149	529,184	30,808	0.99%	9.00%	8.25%
2022	33,471	552,997	32,348	0.97%	4.50%	5.00%
2023	33,789	568,481	33,546	0.95%	2.80%	3.70%
2024	34,103	584,399	34,759	0.93%	2.80%	3.61%
2025	34,412	601,931	36,035	0.91%	3.00%	3.67%
2026	34,718	619,387	37,310	0.89%	2.90%	3.54%
2027	35,021	637,349	38,609	0.87%	2.90%	3.48%
2028	35,319	655,832	39,931	0.85%	2.90%	3.42%
2029	35,612	675,507	41,304	0.83%	3.00%	3.44%
2030	35,898	695,772	42,701	0.80%	3.00%	3.38%

Elaboración propia

## Proyección de demanda de grandes cargas

Este componente incluye la demanda futura por nuevos proyectos y ampliaciones cuyas puestas en operación comercial se encuentren comprendidas en el horizonte de proyección, demanda de cargas especiales de empresas mineras y manufactureras con alto factor de carga y cargas incorporadas al sistema.

En el siguiente cuadro se muestran los principales proyectos en ejecución y las fechas de incorporación al sistema.

## Principales proyectos en ejecución

Nº	Datos del proyecto			Año										Puesta en Operación Comercial
	Nombre	Zona	Propietario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
1	EXPANSION DE LA CONCENTRADORA DE CUAJONE	Sur	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	0	0	0	0	0	95	190	380	380	380	2026
2	AMPLIACIÓN DE LA FUNDICION DE COBRE	Sur	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	0	0	0	0	31	62	123	123	123	123	2025
3	LOS CHANCAS	Sur	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	0	0	0	0	0	0	205	410	820	820	2027
4	MINA JUSTA	Centro	MARCOBRE S.A.C.	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	2020
5	PROYECTO MINERO SAN GABRIEL	Sur	CIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	0	0	0	0	15	31	123	123	123	123	2025
6	QUELLAVECO	Sur	ANGLO AMERICAN QUELLAVECO S.A.	40	232	883	1,141	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	2021
7	MAGISTRAL	Norte	NEXA RESOURCES S.A.C.	0	0	0	0	0	214	271	271	271	271	2026
8	AMPLIACIÓN TOROMOCHO	Centro	MINERA CHINALCO PERÚ S.A.	103	490	490	490	490	490	490	490	490	490	2021
9	CORANI	Sur	BEAR CREEK MINING SAC	0	0	0	0	0	0	312	312	312	312	2027
10	AMPLIACIÓN ACEROS AREQUIPA	Centro	ACEROS AREQUIPA S.A.	248	265	279	279	279	279	712	712	712	712	2021
11	ZAFRANAL	Sur	COMPAÑÍA MINERA ZAFRANAL S.A.C	0	0	0	0	0	0	0	0	40	429	2029
12	YANACOCCHA SULFUROS	Norte	MINERA YANACOCCHA S.R.L.	0	0	0	0	50	250	705	760	844	842	2025
13	PAMPA DE PONGO	Centro	JINZHAO MINING PERU S.A.	0	0	0	0	0	0	282	564	840	1,120	2027
14	TERMINAL PORTUARIO JINZHAO PERÚ S.A.	Centro	JINZHAO MINING PERU S.A.	0	0	0	0	0	0	60	120	268	268	2027
15	RELAVES B2 MINSUR	Sur	MINSUR S.A.	44	47	51	55	59	62	66	70	74	78	2021
16	PROYECTO MODERNIZACION REFINERIA TALARA	Norte	PETROPERÚ S.A.	226	665	669	669	669	669	669	669	669	669	2021
17	METRO DE LIMA (LÍNEA 2)	Centro	METRO DE LIMA LÍNEA 2 S.A.	12	33	33	41	41	41	41	41	41	41	2021
18	LANGOSTINERAS CAMPOSOL	Norte	MARINASOL S.A	0	34	57	77	96	104	104	104	104	104	2022
19	INCREMENTO PROD. ANTAMINA	Norte	COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.	103	125	239	337	693	972	972	1,321	1,315	1,315	2021
20	AMPLIACIÓN SANTA MARIA	Norte	CIA. MINERA PODEROSA S.A.	0	4	4	14	14	23	33	43	55	68	2022
21	LOS CALATOS	Sur	MINERA HAMPTON PERU S.A.C.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2032
22	UNIDAD MINERA SANTANDER	Centro	TREVALI PERU S.A.C.	12	18	25	33	41	50	60	71	82	95	2019
23	INTEGRACIÓN COROCCOHUAYCO	Sur	COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A.	0	0	0	0	0	0	24	226	258	274	2027
24	TERMINALES PORTUARIOS CHANCAY	Centro	TCH S.A.C.	0	0	0	0	0	0	61	109	145	161	2027

25	FUNDO SANTA REGINA	Norte	FUNDO SANTA REGINA S.A.	9	19	24	24	24	24	24	24	24	24	2021
26	INCREMENTO PROD. CEMENTOS PACASMAYO	Norte	CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.	7	22	29	29	29	44	44	44	44	44	2021
27	AMPLIACION RIO SECO	Sur	CIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	0	0	0	0	0	0	54	109	217	217	2027
				<b>1,343</b>	<b>2,496</b>	<b>3,324</b>	<b>3,729</b>	<b>4,250</b>	<b>5,127</b>	<b>7,343</b>	<b>8,814</b>	<b>9,968</b>	<b>10,697</b>	

Fuente: COES. Elaboración propia.

### Las cargas incorporadas al SEIN en GWh

Nº	Datos del proyecto											
	Nombre	Ubicación	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	INDUSTRIAS CACHIMAYO	Cachimayo 138 kV	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
2	SISTEMA ELECTRICO PUCALLPA	Pucallpa 60 kV	319	335	346	358	371	384	397	410	424	438
3	SISTEMA ELECTRICO TALARA	Talara 220 kV	61	64	66	68	71	73	76	78	81	83
4	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU (MALACAS)	Talara 220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	GRAÑA Y MONTERO PETROLERA	Talara 220 kV	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
6	SISTEMA ELECTRICO TUMBES	Zorritos 220 kV	230	241	250	258	267	277	286	296	306	316
7	SISTEMA ELECTRICO MAJES-SIGUAS	Reparticion 138 kV	78	82	85	88	91	94	97	100	104	107
8	SISTEMA ELECTRICO PUERTO MALDONADO	Puerto Maldonado 138 kV	87	91	95	98	101	105	108	112	116	120
9	SISTEMA ELECTRICO MAZUCO	Mazuco 138 kV	14	15	16	16	17	17	18	18	19	20
10	SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO	Tarapoto 138 kV	173	181	188	194	201	208	215	222	229	237
11	SISTEMA ELECTRICO BELLAVISTA	Moyobamba 138 kV	82	86	89	92	95	99	102	105	109	113
12	SISTEMA ELECTRICO MOYOBAMBA	Bellavista 138 kV	68	72	74	77	79	82	85	88	91	94
13	CEMENTOS SELVA	Moyobamba 138 kV	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
14	OBRAINSA	Felam 220 kV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	LA HACIENDA	Felam 220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	DANPER AGRICOLA OLMOS	Felam 220 kV	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
17	AGROLMOS	Felam 220 kV	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
18	PLANTACIONES DEL SOL 2	Felam 220 kV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	INAGRO	Felam 220 kV	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
20	SISTEMA ELECTRICO CACLIC	Caclic 220 kV	33	35	36	38	39	41	42	44	46	47
21	SISTEMA ELECTRICO IQUITOS	Iquitos 220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	644
22	SIST.BAGUA-JAEN (JAEN)	Jaen 138 kV	4	9	15	20	26	32	38	44	50	56
23	SIST.BAGUA-JAEN (CUTERVO)	Cutervo 138 kV	1	1	2	2	3	4	5	5	6	7
			<b>1,408</b>	<b>1,470</b>	<b>1,518</b>	<b>1,567</b>	<b>1,619</b>	<b>1,671</b>	<b>1,725</b>	<b>1,780</b>	<b>1,836</b>	<b>2,538</b>

Fuente: COES. Elaboración propia.

## Las cargas especiales al SEIN en GWh

Nº	Datos del proyecto											
	Nombre	Ubicación	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	SOUTHERN (BOTIFLACA)	Botiflaca 138 kV	574	574	574	574	574	574	574	574	574	574
2	SOUTHERN (SPCC)	SPCC 138 kV	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451
3	SOUTHERN (TOQUEPALA)	Mill Site 138 kV	664	664	664	664	664	664	664	664	664	664
4	AMPLIACION TOQUEPALA	Mill Site 138 kV	564	564	564	564	564	564	564	564	564	564
5	MINERA CASAPALCA	Oroya 50 kV	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
6	MINERA LOS QUENUALES (YAULIYACU)	Oroya 50 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	MINERA LOS QUENUALES (ANTUQUITO)	Oroya 50 kV	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
8	MINERA LOS QUENUALES (CASAPALCA NORTE)	Oroya 50 kV	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
9	MINERA LOS QUENUALES (CARLOS FRANCISCO)	Oroya 50 kV	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
10	MINERA LOS QUENUALES (CASAPALCA CONCENTRADORA)	Oroya 50 kV	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
11	MINERA LOS QUENUALES (CASAPALCA MINA)	Oroya 50 kV	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
12	MINERA LOS QUENUALES (SAN MATEO)	Oroya 50 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	MINERA LOS QUENUALES (ROSAURA)	Oroya 50 kV	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	DOE RUN PERU (EX COBRIZA)	Mantaro 220 kV	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
15	DOE RUN PERU (PLANTA DE ZINC1)	Pzinc 50 kV	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
16	MINERA VOLCAN - PTA VICTORIA	Oroya 50 kV	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
17	MINERA VOLCAN - CARAHUACRA (MINA)	Oroya 50 kV	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
18	MINERA VOLCAN - SAN ANTONIO NUEVO	Pomacocha 220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	MINERA VOLCAN - MAHR TÚNEL	Oroya 50 kV	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
20	MINERA VOLCAN - SAN CRISTOBAL 4.16 KV	Pomacocha 220 kV	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
21	MINERA VOLCAN - SAN CRISTOBAL 2.4 KV	Pomacocha 220 kV	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
22	MINERA VOLCAN - SAN ANTONIO ANTIGUO	Oroya 50 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	MINERA VOLCAN - ANDAYCHAGUA	Pomacocha 220 kV	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
24	MINERA VOLCAN - TICLIO	Oroya 50 kV	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
25	MINERA VOLCAN - ANDAYCHAGUA 50 Kv	Pomacocha 220 kV	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
26	MINERA VOLCAN - POMACOCCHA	Pomacocha 220 kV	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
27	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO - PARAGSHA I (2001)	Paragsha 50 kV	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
28	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO - PARAGSHA I (2006)	Paragsha 50 kV	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
29	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO - EXCÉLSIOR (2065)	Excelsior 50 kV	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
30	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO - EXCÉLSIOR (2071)	Excelsior 50 kV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO - EXCÉLSIOR (2179)	Excelsior 50 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO - HUICRA	Paragsha 50 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO - SAN JUAN 11 KV	Excelsior 50 kV	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

34	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO - SAN JUAN 2.4 KV	Excelsior 50 kv	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
35	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO - PLANTA DE ÓXIDOS 138 KV	Paragsha 50 kv	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
36	SOCIEDAD MINERA CORONA (UNIDAD YAURICOCHA)	Oroya 50 kv	79	99	99	99	99	99	99	99	99	99
37	CIA MINERA ARGENTUM (MINERA CORONA ALPAMINA)	Oroya 50 kv	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
38	COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM (CONCENTRADORA)	Oroya 50 kv	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
39	COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM (COMPRESORA)	Oroya 50 kv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM (NUEVA MOROCOCHA 1)	Oroya 50 kv	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
41	COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM (NUEVA MOROCOCHA 2)	Oroya 50 kv	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
42	EMPRESA EXPLOTADORA DE VINCHOS	Paragsha 50 kv	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
43	EMPRESA ADMINISTRADORA CHUNGAR	Francoise 220 kv	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
44	CHUNGAR	Francoise 220 kv	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
45	CHUNGAR 2	Francoise 220 kv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	MINERA LOS QUENUALES (ISCAYCRUZ)	Paragsha 138 kv	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
47	MINERA CERRO VERDE (MINA)	Cerro Verde 220 kv	852	852	852	852	852	852	852	852	852	852
48	CERRO VERDE	Cerro Verde 220 kv	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234
49	MINERA ANTAMINA	Antamina 220 kv	967	967	967	967	967	967	967	967	967	967
50	ANTAMINA (PUERTO ANTAMINA)	Paramonga 220 kv	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
51	MINERA YANACOCHA	Cajamarca 220 kv	385	310	247	199	198	187	161	159	160	160
52	SHOUGANG HIERRO PERÚ	Marcona 60 kv	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389
53	SHOUGANG HIERRO PERÚ (JAHUAY)	Marcona 60 kv	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
54	SHOUGANG HIERRO PERU (MINA)	Marcona 60 kv	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
55	AMPLIACION SHOUGANG HIERRO PERÚ (PLANTA BENEFICIO Y NUEVO MUELLE)	Marcona 220 kv	526	550	551	551	551	551	551	551	551	551
56	MINERA CERRO VERDE	Cerro Verde 138 kv	311	311	233	210	194	194	179	179	156	156
57	MINERA TINTAYA (TINTAYA 138)	Tintaya 138 kv	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
58	MINERA ARES 2	Callalli 138 kv	10	10	11	11	11	11	12	12	12	13
59	MINERA ARES COTARUSE	Cotaruse 220 kv	91	63	48	8	8	1	1	1	1	1
60	MINERA ARES COTARUSE – 2	Cotaruse 220 kv	150	155	156	156	138	121	100	48	6	6
61	REFINERIA CAJAMARQUILLA	Cajamarquilla 220 kv	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658
62	MINSUR (PUNO)	San Rafael 138 kv	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
63	YURA	Santuario 138 kv	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
64	YURA (INCREMENTO DEMANDA)	Santuario 138 kv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	YURA – COMPARTIDO	Santuario 138 kv	200	207	214	221	221	221	221	221	221	221
66	GOLD FIELDS LA CIMA	Cerro Corona 220 kv	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
67	XSTRATA TINTAYA (ANTAPACCAY)	Tintaya 220 kv	826	826	826	829	826	826	826	829	826	826
68	COMPAÑÍA MINERA MISKI MAYO	La Niña 220 kv	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
69	ACEROS AREQUIPA	Aceros 220 kv	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655
70	MINERA CHINALCO PERÚ (TOROMOCHO)	Pomacocha 220 kv	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950

71	HUBBAY PERU	Constancia 220 kV	788	788	788	788	806	806	806	806	806	806
72	CERRO VERDE (SAN JOSE)	San Luis CV 220 kV	2,332	2,332	2,332	2,332	2,332	2,332	2,332	2,332	2,332	2,332
73	LAS BAMBAS	Cotaruse 220 kV	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256
74	LA ARENA	La Ramada 220 kV	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
75	CEMENTOS PACASMAYO	Piura Oeste 220 kV	112	118	124	130	136	143	150	158	166	174
76	PAN AMERICAN SILVER HUARON	Excelsior 50 kV	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
77	MINERA HUARON	Excelsior 50 kV	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
78	MINERA SUYAMARCA	Cachimayo 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
79	MINERA CERRO VERDE (INCREMENTO DEMANDA)	Cerro Verde 220 kV	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
80	QUIMPAC (PARAMONGA)	SEPAEX 138 kV	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
81	MINA JUSTA	Poroma 220 kV	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
82	CIA. MINERA COIMOLACHE	Cerro Corona 220 kV	39	39	40	40	40	40	40	40	40	40
83	MINERA CONDESTABLE 2	Bujama 60 kV	8	21	21	21	21	21	21	21	21	21
84	MINERA MILPO (DESERTO)	Desierto 220 kV	38	39	40	42	44	46	47	49	50	51
85	UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS (CONDORCOCHA)	Caripa 138 kV	-31	1	8	80	89	89	90	91	92	92
86	UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS (ATOCONGO)	San Juan 60 kV	20	23	26	29	31	34	36	38	40	42
87	MINERA AURIFERA RETAMAS	Huallanca 138 kV	11	18	25	33	41	49	58	68	78	89
88	MINERA RAURA	Paragsha 138 kV	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7
89	MINERA LINCUNA	Huallanca 138 kV	10	14	26	27	28	28	29	30	31	32
90	MINERA BATEAS	Callalli 138 kV	16	18	32	32	32	32	32	32	35	37
91	CATALINA HUANCA SOCIEDAD MINERA (ANDAHUAYLAS)	Tamburco 138 kV	12	12	28	28	29	29	29	29	30	30
92	OPP FILM 3	Chilca 60 kV	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
93	PLAN DE CIERRE MINERA BARRICK MISQUICHILCA	Huallanca 138 kV	-10	-10	-10	-10	-64	-64	-64	-64	-64	-64
94	PLAN CIERRE MINERA ARUNTANI	Totorani 138 kV	3	3	3	3	-16	-16	-29	-39	-39	-39
95	PLAN CIERRE MINERA ARUNTANI	Ayaviri 138 kV	-8	-8	-8	-8	-9	-9	-9	-10	-11	-12
96	INCREMENTO METRO DE LIMA (LINEA 1)	San Juan 60 kV	24	25	25	25	25	25	25	25	25	25
97	AMPLIACIÓN SOCIEDAD AGRICOLA RAPEL	Piura Oeste 220 kV	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
98	AMPLIACIÓN ECOACUICOLA	Piura Oeste 220 kV	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3
99	SHAHUINDO	Pampa Honda 220 kV	57	63	66	71	71	71	71	71	71	71
100	KOLPA	Huancavelica 220 kV	6	25	25	25	25	25	25	25	25	25
101	COELVISAC-TIERRAS NUEVAS	Felam 220 kV	21	36	50	73	95	128	150	173	195	217
102	AGRÍCOLA CHIRA (LA HUACA)	Piura Oeste 220 kV	26	26	26	61	61	61	61	61	61	61
103	AGROAURORA	Piura Oeste 220 kV	54	78	96	101	106	106	106	106	106	106
			<b>16,252</b>	<b>16,341</b>	<b>16,297</b>	<b>16,353</b>	<b>16,320</b>	<b>16,340</b>	<b>16,309</b>	<b>16,293</b>	<b>16,274</b>	<b>16,322</b>

Fuente: COES. Elaboración propia.

A la proyección de los dos componentes de la demanda que se incluyen en el modelo, se aplican los factores de pérdidas en transmisión y distribución utilizados por OSINERGMIN, y obtenemos la proyección de la demanda total:

### Proyección de demanda total en GWh

ENERGIA		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Promedio
<b>Demanda Vegetativa - Proyección Econométrica</b>	<b>GWh</b>	<b>30,808</b>	<b>32,348</b>	<b>33,546</b>	<b>34,759</b>	<b>36,035</b>	<b>37,310</b>	<b>38,609</b>	<b>39,931</b>	<b>41,304</b>	<b>42,701</b>	
<b>Venta del Distribuidor MT y BT</b>	<b>GWh</b>	<b>23,734</b>	<b>24,921</b>	<b>25,844</b>	<b>26,778</b>	<b>27,761</b>	<b>28,744</b>	<b>29,744</b>	<b>30,763</b>	<b>31,821</b>	<b>32,897</b>	
<b>Pérdidas de Distribución</b>	<b>GWh</b>	<b>2,219</b>	<b>2,015</b>	<b>2,068</b>	<b>2,121</b>	<b>2,176</b>	<b>2,230</b>	<b>2,284</b>	<b>2,337</b>	<b>2,391</b>	<b>2,446</b>	
<b>Energía Entregada a Distribución (MT y BT)</b>	<b>GWh</b>	<b>25,953</b>	<b>26,936</b>	<b>27,912</b>	<b>28,900</b>	<b>29,938</b>	<b>30,974</b>	<b>32,028</b>	<b>33,099</b>	<b>34,212</b>	<b>35,343</b>	
<b>Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)</b>	<b>GWh</b>	<b>296</b>	<b>311</b>	<b>322</b>	<b>334</b>	<b>346</b>	<b>358</b>	<b>371</b>	<b>383</b>	<b>397</b>	<b>410</b>	<b>0.96%</b>
<b>Energía Entregada a Distribución</b>	<b>GWh</b>	<b>26,249</b>	<b>27,246</b>	<b>28,235</b>	<b>29,233</b>	<b>30,284</b>	<b>31,332</b>	<b>32,399</b>	<b>33,483</b>	<b>34,609</b>	<b>35,753</b>	
<b>Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor</b>	<b>%</b>	<b>2.26%</b>										
	<b>GWh</b>	<b>606</b>	<b>629</b>	<b>652</b>	<b>675</b>	<b>700</b>	<b>724</b>	<b>748</b>	<b>773</b>	<b>799</b>	<b>826</b>	
<b>Entrada al Nivel de Distribución</b>	<b>GWh</b>	<b>26,855</b>	<b>27,876</b>	<b>28,887</b>	<b>29,908</b>	<b>30,983</b>	<b>32,056</b>	<b>33,147</b>	<b>34,256</b>	<b>35,408</b>	<b>36,579</b>	
<b>Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)</b>	<b>GWh</b>	<b>6,778</b>	<b>7,117</b>	<b>7,380</b>	<b>7,647</b>	<b>7,928</b>	<b>8,208</b>	<b>8,494</b>	<b>8,785</b>	<b>9,087</b>	<b>9,394</b>	<b>22.0%</b>
<b>Salida del Nivel de Transmisión</b>	<b>GWh</b>	<b>33,633</b>	<b>34,992</b>	<b>36,267</b>	<b>37,555</b>	<b>38,911</b>	<b>40,264</b>	<b>41,641</b>	<b>43,041</b>	<b>44,495</b>	<b>45,973</b>	
<b>Pérdidas de Transmisión</b>	<b>%</b>	<b>8.9%</b>	<b>7.2%</b>	<b>7.2%</b>								
	<b>GWh</b>	<b>3,268</b>	<b>2,727</b>	<b>2,826</b>	<b>2,926</b>	<b>3,032</b>	<b>3,137</b>	<b>3,245</b>	<b>3,354</b>	<b>3,467</b>	<b>3,582</b>	
<b>Entrada al Nivel de Transmisión</b>	<b>GWh</b>	<b>36,902</b>	<b>37,719</b>	<b>39,093</b>	<b>40,482</b>	<b>41,943</b>	<b>43,401</b>	<b>44,885</b>	<b>46,394</b>	<b>47,962</b>	<b>49,555</b>	
<b>Cargas Especiales</b>	<b>GWh</b>	<b>16,252</b>	<b>16,341</b>	<b>16,297</b>	<b>16,353</b>	<b>16,320</b>	<b>16,340</b>	<b>16,309</b>	<b>16,293</b>	<b>16,274</b>	<b>16,322</b>	
<b>Cargas Incorporadas</b>	<b>GWh</b>	<b>1,408</b>	<b>1,470</b>	<b>1,518</b>	<b>1,567</b>	<b>1,619</b>	<b>1,671</b>	<b>1,725</b>	<b>1,780</b>	<b>1,836</b>	<b>2,538</b>	
<b>Nuevos Proyectos &amp; Ampliaciones</b>	<b>GWh</b>	<b>1,343</b>	<b>2,496</b>	<b>3,324</b>	<b>3,729</b>	<b>4,250</b>	<b>5,127</b>	<b>7,343</b>	<b>8,814</b>	<b>9,968</b>	<b>10,697</b>	
<b>Consumo propio de centrales_SSAA</b>	<b>GWh</b>	<b>811</b>	<b>841</b>	<b>873</b>	<b>901</b>	<b>930</b>	<b>965</b>	<b>1,019</b>	<b>1,063</b>	<b>1,103</b>	<b>1,147</b>	<b>1.5%</b>
<b>Total</b>	<b>GWh</b>	<b>56,716</b>	<b>58,867</b>	<b>61,105</b>	<b>63,032</b>	<b>65,062</b>	<b>67,504</b>	<b>71,281</b>	<b>74,344</b>	<b>77,144</b>	<b>80,259</b>	
<b>Autoproductores</b>	<b>GWh</b>	<b>-360</b>										
<b>Centrales NO COES</b>	<b>GWh</b>	<b>624</b>	<b>645</b>									
<b>Total SEIN</b>	<b>GWh</b>	<b>56,356</b>	<b>58,506</b>	<b>60,745</b>	<b>62,672</b>	<b>64,702</b>	<b>67,144</b>	<b>70,920</b>	<b>73,984</b>	<b>76,783</b>	<b>79,899</b>	
<b>Total COES</b>	<b>GWh</b>	<b>55,732</b>	<b>57,861</b>	<b>60,099</b>	<b>62,026</b>	<b>64,056</b>	<b>66,498</b>	<b>70,275</b>	<b>73,338</b>	<b>76,138</b>	<b>79,254</b>	

## Apéndice VIII. Análisis de las 5 fuerzas de Porter

### Ponderación del Impacto de las cinco fuerzas de Porter

Cinco Fuerzas de Porter	Impacto	Calificación (1-5)
Amenaza de entrada de nuevos competidores		2
Requerimiento de gran inversión de recursos financieros		1
Alto grado de especialización técnica	Bajo	3
Alto costo del gas natural		2
Poder de negociación de proveedores		3
Numerosos proveedores de bienes y servicios		2
Centrales hidroeléctricas ubicadas en comunidades nativas	Medio	3
Proveedores de gas del ámbito geográfico		3
<b>Rivalidad entre los competidores existentes</b>		<b>4</b>
Competencia de tamaño similar a Enel		4
Crecimiento de la industria en los últimos años	Alto	3
Sobreoferta de capacidad de generación		5
Amenaza de productos sustitutos		1
Aumento de demanda de energía renovable	Bajo	1
<b>Poder de negociación de clientes</b>		<b>4</b>
Ciente regulados a través de licitaciones públicas		1
Numerosos clientes libres con sobreoferta	Alto	5
Compras a gran escala y contratos a largo plazo		5

Fuente: Elaboración propia.

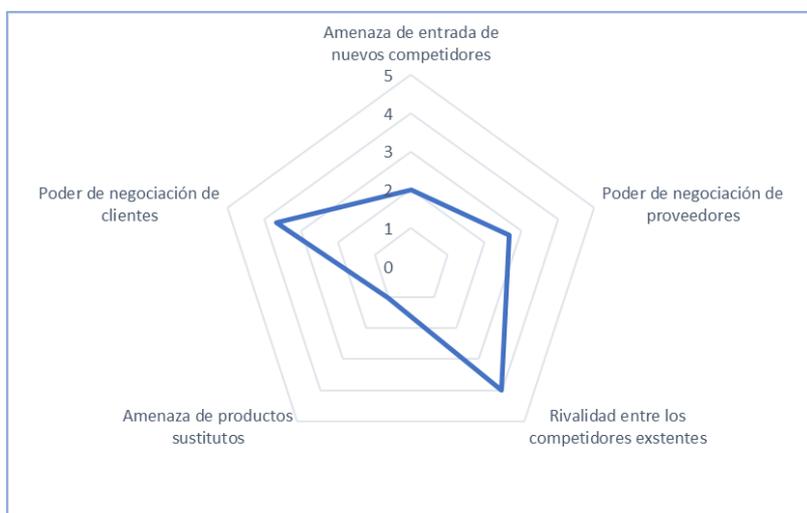


Tabla de niveles

Valor	Concepto
1	Insuficiente
2	Bajo
3	Medio
4	Alto
5	Muy alto

Presentamos estos factores y su relación con cada una de las cinco fuerzas competitivas.

#### - Amenaza de entrada de nuevos competidores: Amenaza baja

La generación de energía tanto hidroeléctrica como termoeléctrica requiere de una gran inversión de recursos financieros y tecnológicos, así como recursos humanos con un

alto grado de especialización técnica, esto representa una barrera de entrada para la competencia. A esto se suma el tiempo que demora construir las centrales hidroeléctricas, lo que podría tardar hasta 5 años en quedar operativa. Por otro lado, las centrales térmicas tienen un periodo de construcción de un año, pero el costo del gas natural que se necesita como insumo para su funcionamiento es bastante alto.

- **Poder de negociación de los proveedores: Poder Medio**

El subsector de generación de energía tiene como proveedor principal para sus centrales hidroeléctricas a las fuentes naturales de almacenamiento de agua, tales como caídas de agua y cauces de los ríos, cuyas comunidades nativas tienen un alto poder de negociación. De otro lado, las centrales térmicas tienen como principal insumo al gas natural, el cual está limitado a los proveedores de su ámbito geográfico.

Asimismo, Enel cuenta con proveedores que suministran equipos para la producción de energía, así como aquellos que prestan servicios de ingeniería, construcción y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas y térmicas, con reconocida experiencia a nivel mundial. Sin embargo, la oferta de proveedores es lo suficiente amplia como para alcanzar un poder de negociación medio.

- **Rivalidad de los competidores existentes: Alta**

Existe una alta rivalidad entre los competidores de Enel. El subsector de generación está formado por alrededor de veinticinco competidores.

Para el caso de clientes libres existe una gran competencia, sobre todo si se trata de contratos a largo plazo. En el caso de clientes regulados, también existen diversos postores que participan en las licitaciones para contratar con las empresas distribuidoras.

Además, hay en el mercado una sobreoferta de capacidad de generación, lo que determina que el precio de la energía en el mercado spot se mantenga alrededor de los 10 US\$/MWh, en promedio. Esta situación ha motivado una fuerte competencia para la captura de clientes, así como para la renegociación de los principales contratos.

- **Amenaza de Productos sustitutos: Amenaza baja.**

En la actualidad la demanda de energía renovable va en aumento. Sin embargo, no representa un producto sustituto de la energía eléctrica, ya que no es lo suficientemente eficiente para competir con la generación hidráulica y térmica.

- **Poder de negociación de los clientes: Poder Alto**

Las empresas generadoras de energía eléctrica, como es el caso de Enel, venden sus productos a dos tipos de clientes: clientes regulados y clientes libres. En cuanto a los clientes regulados (distribuidoras) participan en licitaciones públicas y se adjudican a través de una subasta pública, por lo que no tienen poder de negociación. Por otro lado, en el caso de clientes libres, al existir sobreoferta de capacidad de generación, estos ejercen mayor poder de negociación.

### **Apéndice IX. Identificación de los Principales Competidores**

Se consideraron para el análisis las cinco principales empresas de la industria tomando en cuenta los factores participación en el mercado de generación y potencia efectiva.

<b>Empresas</b>	<b>Participación en generación</b>	<b>Potencia efectiva</b>
KALLPA	15%	13%
ENEL	15%	13%
ELECTROPERU	14%	7%
ENGIE	13%	20%
FENIX	6%	4%

Asimismo, se analizó cada una en relación con factores internos y externos identificados en la Matriz FODA del capítulo III, asignando un valor entre 1 (Debilidad mayor) y 4 (Fortaleza Mayor).

Factores	Ponderación	Enel		Engie		Kallpa		ElectroPerú		Fénix	
Experiencia	0.19	4	0.75	3	0.56	2	0.37	4	0.75	2	0.37
Potencia Contratada	0.14	3	0.43	4	0.57	2	0.28	2	0.28	1	0.14
Antigüedad de Centrales	0.13	1	0.13	3	0.40	3	0.40	2	0.26	4	0.53
Tecnología	0.18	3	0.53	3	0.53	3	0.53	3	0.53	3	0.53
Infraestructura	0.21	3	0.62	4	0.83	3	0.62	2	0.41	1	0.21
Situación Financiera	0.16	4	0.63	3	0.47	2	0.31	2	0.31	1	0.16
<b>Total</b>	<b>1.00</b>	<b>3.08</b>		<b>3.35</b>		<b>2.52</b>		<b>2.55</b>		<b>1.94</b>	

Fuente: Elaboración propia.

Del análisis realizado, las dos empresas con mayor puntaje en perfil competitivo son Engie y Electroperú, y muy cercano Kallpa. Sin embargo, Kallpa ya no presenta estados financieros públicos, por lo que sólo Engie y Electroperú serán nuestro benchmark para el análisis financiero del capítulo V.

## Apéndice X. Visión, Misión y Valores

La compañía basa su accionar en 04 valores corporativos:

- **Confianza:** Enfocándose en la actuación honesta y transparente con colaboradores y clientes.
- **Innovación:** Abriendo la energía a nuevos usos, tecnologías y personas
- **Responsabilidad:** Energía al servicio de las personas para mejorar la vida y hacerla sostenible
- **Proactividad:** Revisión de escenarios y retos mundiales para adelantarse a los cambios.

## Apéndice XI. Revelamiento de estrategias

Nº	Estrategia	Implementada	En proceso de implementación	Por implementarse
1	Incremento de la potencia contratada de clientes libres y regulados. (FODA F3 - O1, PEYEA A, BCG, PORTER - Clientes)	X	X	X
2	Proyecto de automatización de las centrales hidroeléctricas, a través de la implementación del centro de control, y la conectividad de las centrales automatizadas. (FODA D1 - O3)		X	
3	Optimización de los procesos de calificación y homologación de proveedores, para garantizar proveedores calificados. (FODA D2 - O3, PORTER - Proveedores)	X	X	X
4	Contribuir en principio con el logro de los cuatro Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU: el acceso a la energía; el apoyo a la educación; la contribución al desarrollo socioeconómico de las comunidades en las que operamos y la lucha contra el cambio climático. (FODA F1 - A3)	X		
5	Realizar cobertura cambiaria para cubrir la exposición de los ingresos dolarizados de la empresa frente a las fluctuaciones del tipo de cambio, como parte de la estrategia de mitigación de riesgos. (FODA D2 -A1, PESTEL – Económico)	X	X	X
6	Implementar estrategia de cobertura de los commodities, para neutralizar la volatilidad de los precios del gas natural y el petróleo. (FODA D2 – A2, PESTEL - Económico)	X		
7	Contratación de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos todos los activos de la empresa. (PEYEA B)	X		

Fuente: Elaboración propia

## Apéndice XII. Estado de situación financiera (miles de soles)

	2016H	2017H	2018H	2019H	2020H
Efectivo	633,652	275,642	537,520	618,923	555,622
Inversión CP	-	-	-	770	-
Cuentas por Cobrar Comerciales + Relacionadas	239,343	256,518	245,532	256,108	285,487
Otras Cuentas por Cobrar CP	11,377	74,013	77,967	99,085	26,920
Otras Cuentas por Cobrar Relacionadas	12,638	379,789	192,353	154,324	152,689
Inventarios corrientes	70,513	72,102	75,984	68,929	67,526
Activos por impuestos corrientes	-	-	-	11,582	-
Otros Activos CP	26,026	1,766	2,613	2,840	32,840
<b>Activo Corriente</b>	<b>993,549</b>	<b>1,059,830</b>	<b>1,131,969</b>	<b>1,212,561</b>	<b>1,121,084</b>
Inversiones Financieras	172,793	172,793	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	6,428,770	6,522,751	6,765,475	6,795,141	6,940,104
(-) Depreciación Acumulada	(3,108,793)	(3,301,012)	(3,482,909)	(3,548,379)	(3,724,310)
Intangibles	53,237	54,856	69,409	82,361	88,072
IR y Participaciones Diferido	-	-	-	-	-
Otros Activos LP	-	-	6,234	106,848	160,425
<b>Activo No Corriente</b>	<b>3,546,007</b>	<b>3,449,388</b>	<b>3,358,209</b>	<b>3,435,971</b>	<b>3,464,291</b>
<b>Activo Total</b>	<b>4,539,556</b>	<b>4,509,218</b>	<b>4,490,178</b>	<b>4,648,532</b>	<b>4,585,375</b>

	2016H	2017H	2018H	2019H	2020H
Otros Pasivos Financieros CP	170,482	69,219	57,203	39,259	27,197
Cuentas por Pagar Comerciales + Relacionadas	200,228	204,397	215,690	242,050	233,659
Otras Cuentas por Pagar	131,317	103,842	63,476	52,733	49,917
Provisiones CP	154,919	176,018	150,577	161,670	176,518
Obligaciones con Relacionadas	26,881	25,733	67,118	85,665	88,979
Otros CP	21,781	1,610	28,039	-	86,452
<b>Pasivo Corriente</b>	<b>705,608</b>	<b>580,819</b>	<b>582,103</b>	<b>581,377</b>	<b>662,722</b>
Otros Pasivos Financieros LP	270,588	142,765	92,580	71,370	87,044
Otras Cuentas Pagar LP	-	-	-	6,277	6,895
IR y Participaciones Diferido LP	668,158	638,295	637,561	614,704	612,592
Provisiones LP	17,399	18,463	61,942	62,376	67,470
Beneficios a los empleados LP	4,315	4,928	5,332	-	-
Ingresos Diferidos	90,626	86,447	83,158	79,869	76,581
<b>Pasivo No Corriente</b>	<b>1,051,086</b>	<b>890,898</b>	<b>880,573</b>	<b>834,596</b>	<b>850,582</b>
<b>Pasivo Total</b>	<b>1,756,694</b>	<b>1,471,717</b>	<b>1,462,676</b>	<b>1,415,973</b>	<b>1,513,304</b>
Capital Social	2,545,960	2,545,960	2,498,101	2,498,101	2,498,101
Capital Adicional	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713
Reserva Legal	31	21,384	65,828	129,839	182,573
Resultados Acumulados	279,508	506,222	500,632	638,760	428,280
Otras reservas	(46,350)	(39,778)	(40,772)	(37,854)	(40,596)
<b>Patrimonio</b>	<b>2,782,862</b>	<b>3,037,501</b>	<b>3,027,502</b>	<b>3,232,559</b>	<b>3,072,071</b>
<b>Pasivo + Patrimonio</b>	<b>4,539,556</b>	<b>4,509,218</b>	<b>4,490,178</b>	<b>4,648,532</b>	<b>4,585,375</b>

Fuente: Estados Financieros Auditados

### Apéndice XIII. Estado de resultados (miles de soles)

ESTADO DE RESULTADOS	2016H	2017H	2018H	2019H	2020H
<b>Ventas de Energía y Potencia</b>	<b>1,966,891</b>	<b>1,495,495</b>	<b>1,575,666</b>	<b>1,668,261</b>	<b>1,540,055</b>
Terceros	1,330,239	878,205	1,010,228	1,158,573	1,068,038
Relacionadas	621,696	606,795	557,464	490,324	461,567
Otros	14,956	10,495	7,974	19,364	10,450
<b>Costos de generación de energía</b>	<b>-1,259,833</b>	<b>-931,814</b>	<b>-896,890</b>	<b>-903,873</b>	<b>-844,253</b>
Depreciación y Amortización del ejercicio	-205,580	-237,507	-183,761	-185,838	-183,072
Costos de Generación	-1,054,253	-694,307	-713,129	-718,035	-661,181
<b>Utilidad bruta</b>	<b>707,058</b>	<b>563,681</b>	<b>678,776</b>	<b>764,388</b>	<b>695,802</b>
Gastos de Administración	-65,177	-53,329	-55,587	-61,185	-64,910
Otros Ingresos Operativos	117,327	155,972	251,589	36,613	32,234
Otros Gastos Operativos	-208,409	0	0	0	0
<b>Utilidad Operativa</b>	<b>550,799</b>	<b>666,324</b>	<b>874,778</b>	<b>739,816</b>	<b>663,126</b>
Ingresos financieros	4,790	14,111	25,004	19,202	15,015
Gastos financieros por intereses	-21,513	-13,587	-9,384	-6,712	-5,408
Otros Gastos e Ingresos Financieros neto	-4,238	-15,237	123	-23,399	-4,880
Diferencia en Cambio neta	-3,272	-12,292	27,189	-7,801	31,206
Dividendos	4,510	5,164	0	0	0
<b>Utilidad antes de Impuestos</b>	<b>531,076</b>	<b>644,483</b>	<b>917,710</b>	<b>721,106</b>	<b>699,059</b>
Impuesto a la Renta	-280,000	-197,250	-255,295	-172,528	-220,387
<b>Utilidad Neta Consolidada</b>	<b>251,076</b>	<b>447,233</b>	<b>662,415</b>	<b>548,578</b>	<b>478,672</b>

Fuente: Estados Financieros Auditados

## Apéndice XIV. Estado de flujo de efectivo (miles de soles)

	2015H	2016H	2017H	2018H	2019H	2020H
<b>Actividades de Operación</b>						
Cobranza a Clientes	2,071,950	2,596,821	2,399,910	2,727,376	2,809,848	2,584,768
Otros Cobros en Efectivo	120,034	10,714	81,145	108,588	-	72,852
Pagos a proveedores por bienes y servicios	(1,018,629)	(1,265,059)	(1,392,022)	(1,576,089)	(1,657,442)	(1,528,682)
Pago de Remuneraciones	(70,213)	(68,643)	(78,750)	(85,955)	(82,789)	(77,842)
Otros Pagos en Efectivo	(260,237)	(261,841)	(202,882)	(270,722)	(233,963)	(212,900)
Intereses recibidos	2,169	4,088	7,987	7,338	9,567	6,590
Pago por impuesto a las ganancias	(183,923)	(213,624)	(254,963)	(212,611)	(235,916)	(126,025)
<b>Flujos de efectivo neto provenientes de las actividades de operación</b>	<b>661,151</b>	<b>802,456</b>	<b>560,425</b>	<b>697,925</b>	<b>609,305</b>	<b>718,761</b>
<b>Actividades de Inversión</b>						
Reembolsos recibidos de préstamos a entidades relacionadas	-	35,000	171,026	752,846	890,632	255,166
Cobro de intereses y dividendos	-	4,773	6,591	8,230	6,554	2,660
Venta de Acciones Enel Brasil	-	-	-	261,440	-	-
Préstamos concedidos a entidades relacionadas	-	(35,000)	(532,970)	(532,712)	(863,907)	(240,852)
Compra de propiedades, planta y equipo	(62,439)	(118,096)	(137,282)	(186,656)	(147,832)	(149,921)
Adquisición de bienes intangibles	(58,877)	-	-	-	-	-
Venta de propiedades, planta y equipo	98	229,554	14,313	-	-	-
<b>Flujos de efectivo neto provenientes de las actividades de inversión</b>	<b>(121,218)</b>	<b>116,231</b>	<b>(478,322)</b>	<b>303,148</b>	<b>(114,553)</b>	<b>(132,947)</b>
<b>Actividades de Financiamiento</b>						
Obtención de financiamiento	464,071	447,892	-	-	-	-
Pago de financiamiento	(684,134)	(586,093)	(144,175)	(65,040)	(53,638)	(36,007)
Pago de arrendamientos financieros	(44,784)	(46,417)	(71,267)	-	-	-
Intereses pagados	(28,296)	(22,307)	(14,587)	(10,586)	(8,386)	(6,145)
Dividendos pagados	(385,383)	(159,395)	(199,514)	(622,290)	(346,713)	(636,703)
Otros cobros (pagos) relativos a la actividad de financiación	(2,417)	(1,510)	435	(47,970)	1,204	(3,877)
<b>Flujos de efectivo neto provenientes de las actividades de financiamiento</b>	<b>(680,943)</b>	<b>(367,830)</b>	<b>(429,108)</b>	<b>(745,886)</b>	<b>(407,533)</b>	<b>(682,732)</b>
<b>Aumento neto de efectivo</b>	<b>(141,010)</b>	<b>550,857</b>	<b>(347,005)</b>	<b>255,187</b>	<b>87,219</b>	<b>(96,918)</b>
Diferencia en cambio	5,987	(3,514)	(11,005)	6,691	(5,816)	33,617
<b>Efectivo al inicio del ejercicio</b>	<b>221,332</b>	<b>86,309</b>	<b>633,652</b>	<b>275,642</b>	<b>537,520</b>	<b>618,923</b>
<b>Efectivo al final del ejercicio</b>	<b>86,309</b>	<b>633,652</b>	<b>275,642</b>	<b>537,520</b>	<b>618,923</b>	<b>555,622</b>

Fuente: Estados Financieros Auditados

## Apéndice XV. Ratios Financieros Históricos

<b>Rentabilidad</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Margen bruto	46.40%	53.57%	54.74%	56.96%	57.07%
Margen EBITDA	43.09%	50.01%	51.21%	53.29%	52.85%
ROS	12.77%	29.91%	42.04%	32.88%	31.08%
ROE (contable)	9.02%	14.72%	21.88%	16.97%	15.58%
ROA	5.53%	9.92%	14.75%	11.80%	10.44%
Payout Ratio	57.33%	44.61%	115.78%	60.28%	122.19%

<b>Liquidez</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Ratio efectivo	0.90	0.47	0.92	1.06	0.84
Ratio corriente	1.41	1.82	1.94	2.09	1.69
FCO/Pasivo Corriente	1.14	0.96	1.20	1.05	1.08

<b>Operatividad</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Días de CxC	44.14	62.19	56.38	55.92	67.19
Días de CXP	68.37	105.98	108.88	121.36	127.22
FCO/EBITDA	0.95	0.75	0.86	0.69	0.88

<b>Solvencia</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Deuda/EBITDA	0.52	0.28	0.19	0.12	0.14
Deuda financiera/Patrimonio contable	0.16	0.07	0.05	0.03	0.04

<b>Análisis Vertical</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Costos de generación	-53.60%	-46.43%	-45.26%	-43.04%	-42.93%
Cuentas por cobrar comerciales	5.27%	5.69%	5.47%	5.51%	6.23%
Cuentas por pagar comerciales	11.40%	13.89%	14.75%	17.09%	15.44%
Gastos financieros	-1.09%	-0.91%	-0.60%	-0.40%	-0.35%

<b>Análisis Horizontal</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Venta de Energía y Potencia	6.89%	-23.97%	5.36%	5.88%	-7.69%
Costos de generación	21.03%	-34.14%	2.71%	0.69%	-7.92%
Cuentas por cobrar comerciales	-28.56%	7.18%	-4.28%	4.31%	11.47%
Cuentas por pagar comerciales	8.79%	2.08%	5.53%	12.22%	-3.47%
Gastos financieros	-18.64%	-36.84%	-30.93%	-28.47%	-19.43%

Fuente: Elaboración propia

## Apéndice XVI. Coherencia de las políticas financieras (Dupont del ROE)

Con respecto al ROE, la compañía ha mantenido un crecimiento en los últimos años, alcanzando un pico en diciembre del 2018. A través del análisis de Dupont podemos ver que este hecho se explica por el aumento del margen neto que pasa de 29.91% en el 2017 a 42.04% en el 2018. La utilidad neta del 2018 ascendió a S/ 662.4 MM debido a los mayores ingresos por generación de energía, disminución de gastos de administración y principalmente por el aumento de otros ingresos extraordinarios en S/

94.4 MM, debido a la venta a Enel Américas de las acciones que mantenía Enel Generación Perú en Enel Brasil, la ganancia de esta venta ascendió a S/ 89 MM. Si extraemos este efecto en el 2018, tendríamos un ROE de 15.9%, manteniendo la consistencia de su crecimiento. Durante el 2019, no hubo efectos extraordinarios, por lo que el margen neto no tuvo variaciones significativas. En el 2020, debido al estado de emergencia por la pandemia, se vieron reducidos los ingresos y el margen bruto, lo que generó una ligera caída del ROE de 16.97% en el 2019 a 15,58% en el 2020.

Con respecto al ROA, hay una caída significativa a partir del 2017, esto debido al cambio de la normativa contable relacionada a la IFRS15, por el cual Enel se vio afectada en el cálculo de reconocimiento de ingresos a partir de ese año, lo que generó una aparente caída en sus ventas anuales.

#### **Análisis Dupont**

<b>Ratios</b>	<b>Dic-16</b>	<b>Dic-17</b>	<b>Dic-18</b>	<b>Dic-19</b>	<b>Dic-20</b>
ROE= Utilidad Neta/Patrimonio	9.02%	14.72%	21.88%	16.97%	15.58%
Dupont	9.02%	14.72%	21.88%	16.97%	15.58%
Margen Neto = Utilidad Neta/Ventas	12.76%	29.91%	42.04%	32.88%	31.08%
Rotación de Activos = Ventas/Activos	43.33%	33.17%	35.09%	35.89%	33.59%
Apalancamiento = Activos/Patrimonio	1.63	1.48	1.48	1.44	1.49

Fuente: EEFF Auditados Enel. Elaboración propia.

#### **Apéndice XVII. Elaboración de la matriz de riesgos**

Se realizó la matriz de riesgo aplicando probabilidad de ocurrencia e impacto teniendo en cuenta los planes de mitigación.

	Categoría	Riesgo (Variable)	Mitigación	Probabilidad (Ocurrencia)	Gravedad (Impacto)
R1	Mercado	Tipo de cambio	Enel minimiza su riesgo de tipo de cambio a través de una política de cobertura formulada sobre la base de los flujos de caja proyectados.	Media	Bajo
R2	Crédito	Cuentas por cobrar comerciales	Enel mantiene un corto plazo de cobro a los clientes por lo que históricamente el riesgo es muy bajo.	Bajo	Medio
R3	Liquidez	Fuentes de crédito	Enel cuenta con adecuados niveles de efectivo, así como buenas relaciones con bancos locales que le aseguran los fondos necesarios.	Bajo	Medio
R4	Estratégico	Participación de mercado	La empresa es una de las principales generadoras de centrales hidroeléctricas del país por lo que sus bajos costos le brindan prioridad en despachos.	Bajo	Medio
R5	Operacional	Falla de equipos	La empresa cuenta con un plan de mantenimiento de sus centrales y principales equipos con los que asegura la confiabilidad del servicio.	Bajo	Alta
R6	Seguridad	Accidentes incapacitantes y fatales	Enel cuenta con un Reglamento y un programa de Seguridad y Salud Laboral, el cual se monitorea constantemente.	Media	Muy alto
R7	Ambiental	Nuevo Niño Costero	En caso de destrucción de instalaciones la empresa cuenta con un seguro patrimonial.	Bajo	Muy alto
R8	Reputacional	Ética de funcionarios y colaboradores	Enel cuenta con un Código de ética, así como un Plan de tolerancia cero con la corrupción.	Bajo	Muy alto

Fuente: Elaboración propia

## Apéndice XVIII. Discusión sobre la tasa de descuento

### Marco teórico

#### 1. Sharpe, Lintner y Mossin (1964-1966)

Tomando como base la teoría de portafolios de Markowitz, los autores desarrollan el modelo del Capital Asset Pricing Model (CAPM). El cual define la tasa de rentabilidad teórica que exige un inversionista para un activo, cuando su portafolio se encuentra adecuadamente diversificado.

$$E(r_i) = r_f + \beta_{im} (E(r_m) - r_f)$$

Donde:

$E(r_i)$ : Rentabilidad esperada del capital sobre el activo

$r_f$ : Rentabilidad de un activo libre de riesgo

$\beta_{im}$ : Beta del activo, es una medida de riesgo que representa la volatilidad de los retornos de un activo respecto a la volatilidad del mercado. Si el  $\beta$  es mayor a 1, se interpreta que el activo tiene un riesgo mayor que el promedio del mercado, y viceversa.

$$\beta_{im} = \frac{Cov(r_i, r_m)}{Var(r_m)}$$

$E(r_m - r_f)$ : Prima de riesgo de mercado, rentabilidad adicional que se exige a un activo con riesgo.

Entre los principales supuestos del modelo tenemos:

- Existe una relación positiva entre el riesgo y la rentabilidad esperada
- Los inversores son adversos al riesgo
- Existencia de una tasa libre de riesgo en la que los inversores pueden realizar transacciones
- El mercado se comporta de manera eficiente

- No existe asimetría de información

El modelo ha sido sujeto a críticas principalmente porque las limitaciones asociados a los supuestos: la aplicabilidad a mercado perfectos y la equidad de información por parte de los actores.

## 2. Fama y French (1993)

Los autores desarrollan el modelo de tres factores, el cual recoge la fórmula del CAPM y le adiciona dos variables, de esta forma el modelo tiene tres componentes: el beta del modelo CAPM, la sensibilidad al tamaño del activo (SMB) y el ratio valor el libros del patrimonio sobre el valor de mercado del patrimonio (HML).

$$R = R_f + \beta_1 (R_m - R_f) + \beta_2 (SMB) + \beta_3 (HML) + e$$

Donde:

R: Retorno esperado de la acción

R<sub>f</sub>: Retorno del activo libre de riesgo.

β: Factor de coeficiente, sensibilidad.

R<sub>m</sub> - R<sub>f</sub>: Prima de riesgo de mercado

SMB (Small minus Big): Retorno de un portafolio diversificado de acciones de empresas pequeñas menos el retorno de un portafolio diversificado de acciones de empresas grandes.

HML(High minus Low): diferencia entre el retorno de un portafolio diversificado de acciones de empresas con alto ratio valor contable / precio y el de empresas con bajo ratio valor contable / precio.

e: es un residuo medio igual a cero.

Una de las principales críticas al modelo es que este fue realizado sobre la experiencia del mercado norteamericano por lo que se considera limitado para la aplicación al mercado internacional.

### 3. Mongrut (2006)

Respecto a este tema Mongrut (2006) identifica cinco características de los mercados emergentes Latinoamericanos que influyen en la estimación de la tasa de descuento. Estas características se han relacionado con la estimación de las tasas de descuento para seis mercados emergentes Latinoamericanos.

Mongrut hace una revisión de los modelos de valoración de empresas en economías emergentes, tomando como base el modelo de Damodaran para mercados emergentes y agrega una variable por prima de riesgo, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

La ecuación general para calcular el CAPM es la siguiente:  $E(R_i) = RF + \beta_i[E(RM) - RF]$ .

Cuando se agrega la variable:

$$k_e = RF + \beta * (RM - RF) + EMBIG * (\sigma_{Mcd. acciones Perú en USD} / \sigma_{Mcd. Bonos Perú en USD})$$

Donde:

- $k_e$  = Tasa libre de riesgo
- $\beta$  = Beta de la compañía con respecto al mercado global
- $RM - RF$  = Prima de riesgo de mercado global con respecto a la tasa libre de riesgo

- EMBIG = Diferencial del rendimiento de bonos del mercado emergente respecto al mercado global
- $(\sigma_{\text{Mcdo. acciones Perú en USD}} / \sigma_{\text{Mcdo. Bonos Perú en USD}}) = \text{Volatilidad relativa entre el mercado de acciones y bonos de Perú en USD}$

#### 4. Pablo Fernandez (2012)

En su libro “Valoración de empresas y sensatez.”, P. Fernandez define el WACC como la tasa en la que se descuenta el flujo de caja libre para obtener el mismo valor de las acciones que proporciona el descuento de los flujos para el accionista. Fernandez considera que el WACC no es ni un coste ni una rentabilidad exigida, sino un promedio ponderado entre un coste y una rentabilidad exigida.

La ecuación del WACC viene dada por:

$$\text{WACC}_t = [E_{t-1} K_{e_t} + D_{t-1} K_{d_t} (1-T_t)] / [E_{t-1} + D_{t-1}]$$

Donde:

$K_e$  es la rentabilidad exigida a las acciones

$K_d$  es el coste de la deuda

$T_t$  es la tasa de impuestos

$E_{t-1} + D_{t-1}$  no son valores contables ni valores de mercado, son los valores que se obtienen de:

$$E_t = E_{t-1} (1+K_{e_t}) - C_{\text{fac}_t}$$

$$D_t = D_{t-1} (1+K_{d_t}) - C_{\text{Fd}_t}$$

## **5. Pinto et al. (2015)**

Los autores recomiendan utilizar en un contexto internacional el modelo CAPM con dos variables de ajuste:

- Ratio de cambio de monedas, obtención del rendimiento en moneda local.
- Prima por riesgo país, especialmente importante en mercados emergentes ya que el riesgo suele ser superior al del mercado de referencia.

### **Aplicación en el mercado (2018-2021)**

Se realizó un análisis de los criterios utilizados en la práctica para la determinación de la tasa de descuento por las cuatro empresas de consultoría y asesoría referentes a nivel mundial, así como informes de dos asesores financieros del mercado local. El detalle se presenta en la siguiente tabla.

## Criterios de Practitioners

	EY	KPMG	DELOITTE	PwC	MacroInvest	Kallpa SAB
Referencia(s)	<i>Practitioner's guide to cost of capital &amp; WACC calculation 2020</i>	<i>Cost of Capital Study 2020 / Quarterly Brief - Special Edition on Cost of Capital 2020 / KPMG Valuation Data Source 2021</i>	<i>Overview of business valuation parameters in the energy industry 2017 / Valuation uncertainty COVID-19 2020</i>	<i>Assessing your Cost of Capital in a COVID-19 World - 2020 / Valuation impact of COVID-19 - 2020 /Methodology and calculation of weighted average cost of capital -2018</i>	<i>Informe de Valorización Electro Dunas S.A.A. (Moneda: PEN) 2019</i>	<i>Informe de Valorización Luz del Sur S.A.A. (Moneda: USD) 2021</i>
Tasa libre de riesgo (rf)	Rendimiento del Tesoro de los EE. UU. a 10 años, promedio aritmético mensual de los últimos 5 años. También se puede emplear de 20 a 30 años.	El rendimiento aplica el modelo Svensson de las tasas de interés de la reserva federal de EE.UU con un plazo de 30 años. Se debe emplear el promedio de 3 meses antes de la valorización para suavizar las fluctuaciones del mercado.	La tasa libre de riesgo del país se deriva al ajustar el retorno del bono AAA de tesoro de EE.UU. a 10 años con el diferencial de inflación en ambos países, siguiendo la teoría de Fisher. Luego a la tasa obtenida, se le añade el Country Risk Premium estimado a través del diferencial a 10 años del CDS (Credit Default Swap) de EE.UU. y el país.	Durante eventos de gran incertidumbre se debe de tener cuidado en emplear la tasa "spot". Se recomienda tomar promedio mensual y periodos más largos.	Rendimiento bono del Tesoro de los EE. UU. a 30 años, promedio aritmético de los últimos 3 años.	Rendimiento bono del Tesoro de los EE. UU. a 10 años, tasa spot.
Prima de riesgo (Rm)	Se emplea prima histórica teniendo un promedio aritmético mensual de los últimos 5 años.	Para el cálculo de primas históricas se debe considerar no solo el retorno histórico sino el retorno implícito.	Se emplean primas históricas de mercado según el país.	Se emplea prima histórica con el objetivo de cubrir varios ciclos económicos.	Promedio aritmético de la prima histórica entre el rendimiento de S&P 500 y Bono del tesoro de EE.UU. a 10 años desde 1928.	Emplea Equity Risk Premium para EE. UU. calculado por Damodaran, tasa spot reciente.
Beta	Se usa data histórica de 5 años, teniendo rango mensual de empresas comparables. En raras ocasiones se utiliza solo una empresa como	Se usa data histórica de 5 años, teniendo rango mensual de empresas comparables. Se apalanca con la	Se usa el promedio de data histórica de 3 años con rango semanal de empresas comparables del sector. Dependiendo del análisis se	Se usa data histórica del rango de 2 a 5 años.	Promedio aritmético de beta de empresas comparables de EEUU y América Latina. Data	Beta empresa proxy de EE.UU. data histórica a 3 años (mensual). Apalancado a

	proxy. Se apalanca con la estructura de capital de la empresa.	estructura de capital de la empresa.	puede incluir la región y el mundo.		histórica a 5 años (rango semanal). Apalancado a estructura de capital de la empresa.	estructura de capital de la empresa
Prima de riesgo adicional	Evaluar añadir prima de riesgo por tamaño, si la empresa es pequeña en el WACC. Tener cuidado en no duplicar riesgos.	Es factible añadir prima de riesgo por tamaño.	Es factible añadir prima de riesgo por tamaño.	Añadir prima de riesgo dependiendo del sector e incertidumbre.	N.A.	N.A.
Riesgo País	Emplear Credit Default Spread.	Emplear Credit Default Spread si el país emite bonos en dólares o euros. Si no es el caso, derivar la tasa a través de países comparables con el rating crediticio.	Se puede emplear prima por riesgos específicos del país.	Se puede emplear prima por riesgos específicos del país.	Diferencial entre el bono del tesoro de EE.UU. a 30 años y Bono Perú vcto. 18/11/50, promedio aritmético de los últimos 3 años.	Diferencial entre el bono del tesoro de EE.UU. a 10 años y Bono Perú en dólares a 10 años, tasa spot.
Riesgo Cambiario	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	Diferencial entre la tasa de inflación de Perú de largo plazo (2.5%) y la tasa de inflación de Estados Unidos de largo plazo (2.0%).	N.A.
Costo de la deuda (kd)	Se calcula sumando el credit spread y la tasa libre de riesgo del bono a 10 años donde pertenece la empresa.	Se calcula sumando el credit spread y la tasa libre de riesgo del bono a 10 años donde pertenece la empresa.	Se calcula añadiendo a la tasa libre de riesgo el enfoque de "Interest Coverage Ratios and Ratings". Se estima el spread crediticio asociando el ratio de cobertura de intereses con la calificación brindada por una clasificadora de riesgos.	Costo ponderado de la deuda vigente si se refinanciara en su totalidad. Se calcula tomando la tasa libre de riesgo más el diferencial promedio a 10 años de los bonos del tesoro y bonos corporativos.	Costo ponderado de la deuda vigente.	Rendimiento financiero de la deuda estimada en dólares.

Tasa impositiva (t)	Tasa teórica corporativa.	Tasa teórica corporativa.	Tasa teórica corporativa.	Tasa de impuesto efectiva.	Tasa de impuesto efectiva.	Tasa de impuesto efectiva.
Estructura de capital	Se calcula tomando la media de empresas comparables tanto para el patrimonio como para la deuda, a valores de mercado.	Valor de mercado del patrimonio y deuda.	Valor de mercado del patrimonio y deuda.	Valor de mercado del patrimonio y deuda.	Valor del patrimonio resultante de la valorización y deuda financiera vigente.	Valor de la deuda financiera a largo plazo y valor del patrimonio contable a la fecha de valorización.

## Apéndice XIX. Determinación del WACC y el Ke

El modelo CAPM original parte de una tasa libre de riesgo del bono americano. Se eligió el bono de 30 años dado que el promedio de la vida útil de los activos de Enel es mayor a 30 años. La tasa de 2.41% corresponde al día 31/03/2020. Luego, se emplea la medida de sensibilidad “Beta”.

El Beta se calculó a partir de las empresas comparables (Apéndice XX). El método empleado fue el Pure Play Beta dado que la bolsa peruana es ilíquida y tiene fuerte sesgo minero.

Empresa	País	*Mkt Cap Prom.	D/E Prom.	Beta apalancado	Beta desapalancado
Colbun	Chile	3,360.40	0.47	0.97	0.73
Aes Gener	Chile	2,081.48	1.59	0.97	0.49
Cesp	Brasil	1,816.60	0.15	0.79	0.68
Engie	Perú	1,245.68	0.61	0.57	0.44
Enel	Perú	1,916.30	0.01	0.62	0.62

Fuente: Bloomberg. Elaboración propia.

\* Millones de dólares

Promedio Aritmético	0.62
---------------------	------

Enel	0.62
------	------

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

$\beta_U$  = Beta desapalancada

$\beta_L$  = Beta apalancada

D = Peso de la deuda (valor de mercado)

E = Peso del patrimonio (valor de mercado)

t = Tasa de impuesto a la renta (real)

Otra manera de calcular el Beta es hacer regresiones de la acción frente al índice de la bolsa representativa de un país. Se hizo el ejercicio para Enel y se pudo constatar la falta de liquidez en un periodo de casi 20 días donde el precio de la acción no tuvo ningún movimiento.

El Beta calculado de esta manera resultó ser muy bajo para los fines de valoración, ya que no representan el riesgo real de Enel en la economía peruana. Por ello, el Beta más afín es el resultado de las empresas comparables de 0.62.

Regresión Mensual (5 años)	Regresión
Beta (Enel vs S&P Lima)	0.30
Regresión Mensual (3 años)	Regresión
Beta (Enel vs S&P Lima)	0.25

El Beta apalancado de 0.62 con la estructura de capital de Enel se multiplica por la prima de riesgo del mercado de acciones sobre los Treasury Bonds del periodo geométrico de 1928-2020. Esta última data se obtuvo de la página web de Damodaran. La tasa final en dólares nominales fue de 5.40%, luego, se emplea la fórmula de paridad de tasas de interés con la inflación esperada de 2.00% de Estados Unidos, concluyendo en 3.34%.

Para aplicar el modelo CAPM a la realidad peruana es necesario convertir la tasa de 3.34% en dólares nominales a soles por medio de la inflación esperada de largo plazo en soles de 2.20%. Luego, para situar esta tasa tomando la volatilidad y riesgo del Perú se aplicó la desviación estándar diario del rendimiento de la Bolsa de Valores de Lima y el Bono Soberano de 10 años para el periodo 2011-2020. Este factor multiplica al riesgo país (EMBIG) promedio del mismo periodo hallando el monto de 2.35%. Asimismo, debido a la falta de liquidez de la tanto la acción y de la bolsa peruana, se añadió 2.00% de prima por liquidez tal como lo sugiere Duff & Phelps. El Ke hallado es de 9.96% en soles.

El WACC calculado a partir del Ke (9.96%) y el costo promedio de la deuda Kd a valor de mercado (6.33%), tomando la estructura de capital actual fue de 9.92%. La estructura de capital fue estimada a valores de mercado tanto para la deuda como el patrimonio. Posteriormente se procedió a hallar el WACC del modelo, el cual considerando 4 decimales fue de 9.9218%, y redondeando a 2 decimales monto similar al 9.92% del WACC calculado.

<b>Cálculo WACC Modelo</b>	<b>2020</b>
Valor Patrimonial	7,530,404
Deuda a Valor de Mercado	47,001
Equity + Debt	7,577,404
<b>WACC Modelo</b>	<b>9.92%</b>

Fuente: Elaboración propia.

Para realizar el cálculo del WACC del modelo, se toma como punto de partida el WACC del flujo hallado previamente, el cual sirvió inicialmente para hallar el valor para la empresa. Luego se añadió el efectivo del balance al cierre del 2020 y se restó la deuda a valor de mercado para encontrar el Valor Patrimonial (Equity). Se volvió a recalcular el WACC tomando el Valor Patrimonial y la deuda a valor de mercado. Finalmente, se aplicó la tasa  $K_e$  al Valor Patrimonial (Equity) y  $K_d$  a la deuda de valor de mercado (Debt).

### **Apéndice XX. Selección de empresas comparables**

Para la identificación de las empresas comparables se tomó el marco teórico de Pablo Fernandez, Badenes y Santos (1999), quienes consideran los siguientes factores:

- Compañías cotizadas en bolsa
- Realizar la misma actividad que la empresa objetivo
- Mismo “mix” de negocio y/o productos
- País o región y/o operar en una misma zona geográfica
- Tamaño similar
- Mismas perspectivas de crecimiento de beneficios
- Equipo de dirección de categoría similar
- Rentabilidad similar
- Posición competitiva equivalente
- Mismo grado de integración vertical (activos)
- Estructura y volumen de gastos de I+D y marketing similares

Se realizó una selección de empresas y se analizó el cumplimiento de los principales factores:

	<b>País</b>	<b>Región</b>	<b>Sector</b>	<b>Cotiza en bolsa</b>	<b>Mix de negocio</b>	<b>M. beneficio bruto</b>
Enel	Perú	Latam	Energía	Si	Hidroeléctrica - Termoeléctrica	45.32%
Kallpa	Perú	Latam	Energía	No	Hidroeléctrica - Termoeléctrica	NA
Electroperú	Perú	Latam	Energía	No	Hidroeléctrica	28.99%
Engie	Perú	Latam	Energía	Si	Hidroeléctrica - Termoeléctrica	37.02%
Fenix	Perú	Latam	Energía	No	Termoeléctrica	22.23%
Colbun	Chile	Latam	Energía	Si	Hidroeléctrica - Termoeléctrica	34.08%
Aesgener	Chile	Latam	Energía	Si	Hidroeléctrica - Termoeléctrica	36.95%
Cesp	Brasil	Latam	Energía	Si	Hidroeléctrica	37.53%

Del análisis anterior, todas las empresas seleccionadas pertenecen al sector de generación eléctrica; se ubican en la región Latinoamérica, tienen similar giro de negocio en cuanto a centrales y margen de beneficio bruto, sin embargo, en tres de ellas se tiene limitaciones para el acceso a la información financiera por lo que quedaron excluidas del modelo.

## Apéndice XXI. Proyección de Estado de Resultados (en miles de soles)

ESTADO DE RESULTADOS	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
<b>Ventas de Energía y Potencia</b>	<b>1,685,091</b>	<b>1,776,185</b>	<b>1,872,760</b>	<b>1,968,382</b>	<b>2,069,695</b>	<b>2,182,060</b>	<b>2,321,387</b>	<b>2,454,146</b>	<b>2,587,901</b>	<b>2,732,717</b>
Terceros	1,131,725	1,192,904	1,257,764	1,321,985	1,390,029	1,465,494	1,559,067	1,648,229	1,738,061	1,835,320
Relacionadas	540,035	569,229	600,179	630,824	663,292	699,303	743,954	786,500	829,366	875,776
Otros	13,332	14,053	14,817	15,573	16,375	17,264	18,366	19,416	20,475	21,620
<b>Costos de generación de energía</b>	<b>(945,188)</b>	<b>(991,842)</b>	<b>(1,041,277)</b>	<b>(1,090,638)</b>	<b>(1,142,908)</b>	<b>(1,200,516)</b>	<b>(1,270,626)</b>	<b>(1,338,297)</b>	<b>(1,406,921)</b>	<b>(1,481,026)</b>
Depreciación y Amortización del ejercicio	-190,492	-196,348	-202,531	-209,065	-215,961	-223,244	-230,955	-239,167	-247,886	-257,134
Costos de Generación	-754,696	-795,494	-838,746	-881,572	-926,947	-977,271	-1,039,671	-1,099,130	-1,159,034	-1,223,892
<b>Utilidad bruta</b>	<b>739,903</b>	<b>784,344</b>	<b>831,482</b>	<b>877,745</b>	<b>926,787</b>	<b>981,544</b>	<b>1,050,761</b>	<b>1,115,849</b>	<b>1,180,981</b>	<b>1,251,690</b>
Gastos de Administración	-64,270	-67,745	-71,428	-75,075	-78,939	-83,225	-88,539	-93,603	-98,704	-104,227
Otros Ingresos Operativos	23,091	23,558	24,053	24,543	25,062	25,638	26,352	27,032	27,718	28,460
<b>Utilidad Operativa</b>	<b>698,724</b>	<b>740,157</b>	<b>784,107</b>	<b>827,212</b>	<b>872,910</b>	<b>923,957</b>	<b>988,574</b>	<b>1,049,279</b>	<b>1,109,994</b>	<b>1,175,923</b>
Ingresos financieros	12,742	13,778	15,793	17,069	18,310	19,521	20,724	20,738	21,741	22,680
Gastos financieros por intereses	-4,237	-2,182	-2,017	-2,017	-2,017	-2,017	-2,016	0	0	0
<b>Utilidad antes de Impuestos</b>	<b>707,229</b>	<b>751,753</b>	<b>797,883</b>	<b>842,264</b>	<b>889,203</b>	<b>941,461</b>	<b>1,007,282</b>	<b>1,070,016</b>	<b>1,131,736</b>	<b>1,198,603</b>
Impuesto a la Renta	-230,729	-245,254	-260,304	-274,783	-290,096	-307,145	-328,619	-349,086	-369,221	-391,036
<b>Utilidad Neta Consolidada</b>	<b>476,501</b>	<b>506,499</b>	<b>537,579</b>	<b>567,481</b>	<b>599,106</b>	<b>634,316</b>	<b>678,663</b>	<b>720,931</b>	<b>762,515</b>	<b>807,567</b>

## Apéndice XXII. Proyección Estado de Situación Financiera (en miles de soles)

	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
Efectivo	391,531	423,345	485,260	524,472	562,607	599,835	636,796	637,206	668,052	696,879
Cuentas por Cobrar Comerciales + Relacionadas	264,455	278,751	293,907	308,914	324,814	342,448	364,314	385,149	406,140	428,867
Otras Cuentas por Cobrar CP	26,920	26,920	26,920	26,920	26,920	26,920	26,920	26,920	26,920	26,920
Otras Cuentas por Cobrar Relacionadas	101,793	50,896	-	-	-	-	-	-	-	-
Inventarios corrientes	70,287	69,876	72,126	76,788	81,433	86,150	91,208	93,034	97,491	101,923
Otros Activos CP	32,840	32,840	32,840	32,840	32,840	32,840	32,840	32,840	32,840	32,840
<b>Activo Corriente</b>	<b>887,826</b>	<b>882,629</b>	<b>911,053</b>	<b>969,934</b>	<b>1,028,615</b>	<b>1,088,194</b>	<b>1,152,078</b>	<b>1,175,149</b>	<b>1,231,443</b>	<b>1,287,429</b>
Propiedades, planta y equipo	7,130,488	7,330,448	7,540,034	7,759,237	7,988,615	8,229,176	8,483,272	8,750,441	9,030,874	9,325,608
(-) Depreciación Acumulada	(3,904,673)	(4,090,064)	(4,280,723)	(4,476,902)	(4,678,855)	(4,886,851)	(5,101,184)	(5,322,210)	(5,550,275)	(5,785,726)
Intangibles	94,391	101,384	109,122	117,684	127,158	137,642	149,243	162,079	176,284	192,001
Otros Activos LP	160,425	160,425	160,425	160,425	160,425	160,425	160,425	160,425	160,425	160,425
<b>Activo No Corriente</b>	<b>3,480,631</b>	<b>3,502,193</b>	<b>3,528,858</b>	<b>3,560,444</b>	<b>3,597,343</b>	<b>3,640,392</b>	<b>3,691,755</b>	<b>3,750,735</b>	<b>3,817,308</b>	<b>3,892,308</b>
<b>Activo Total</b>	<b>4,368,457</b>	<b>4,384,822</b>	<b>4,439,911</b>	<b>4,530,378</b>	<b>4,625,958</b>	<b>4,728,586</b>	<b>4,843,833</b>	<b>4,925,884</b>	<b>5,048,751</b>	<b>5,179,737</b>
Otros Pasivos Financieros CP	36,981	2,981	23	23	23	23	36,251	-	-	-
Cuentas por Pagar Comerciales + Relacionadas	201,530	212,425	223,974	235,410	247,527	260,965	277,628	293,506	309,502	326,822
Otras Cuentas por Pagar	47,990	49,987	52,075	54,109	56,261	58,654	61,648	64,501	67,336	70,406
Provisiones CP	7,922	7,922	7,922	7,922	7,922	7,922	7,922	7,922	7,922	7,922
Obligaciones con Relacionadas	59,319	29,660	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros CP	86,452	86,452	86,452	86,452	86,452	86,452	86,452	86,452	86,452	86,452
<b>Pasivo Corriente</b>	<b>440,194</b>	<b>389,426</b>	<b>370,447</b>	<b>383,917</b>	<b>398,186</b>	<b>414,016</b>	<b>469,902</b>	<b>452,381</b>	<b>471,212</b>	<b>491,602</b>
Otros Pasivos Financieros LP	39,186	36,240	36,240	36,240	36,240	36,240	-	-	-	-
Otras Cuentas Pagar LP	6,895	6,895	6,895	6,895	6,895	6,895	6,895	6,895	6,895	6,895
IR y Participaciones Diferido LP	612,592	612,592	612,592	612,592	612,592	612,592	612,592	612,592	612,592	612,592
Provisiones LP	67,470	67,470	67,470	67,470	67,470	67,470	67,470	67,470	67,470	67,470
Ingresos Diferidos	76,581	76,581	76,581	76,581	76,581	76,581	76,581	76,581	76,581	76,581
<b>Pasivo No Corriente</b>	<b>802,724</b>	<b>799,778</b>	<b>799,778</b>	<b>799,778</b>	<b>799,778</b>	<b>799,778</b>	<b>763,538</b>	<b>763,538</b>	<b>763,538</b>	<b>763,538</b>
<b>Pasivo Total</b>	<b>1,242,918</b>	<b>1,189,204</b>	<b>1,170,225</b>	<b>1,183,695</b>	<b>1,197,964</b>	<b>1,213,794</b>	<b>1,233,440</b>	<b>1,215,919</b>	<b>1,234,750</b>	<b>1,255,140</b>
Capital Social	2,498,101	2,498,101	2,498,101	2,498,101	2,498,101	2,498,101	2,498,101	2,498,101	2,498,101	2,498,101
Capital Adicional	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713
Reserva Legal	230,223	280,873	334,631	391,379	451,290	451,290	451,290	451,290	451,290	451,290
Resultados Acumulados	434,098	453,527	473,838	494,086	515,486	602,284	697,886	797,458	901,493	1,012,089
Otras reservas	(40,596)	(40,596)	(40,596)	(40,596)	(40,596)	(40,596)	(40,596)	(40,596)	(40,596)	(40,596)
<b>Patrimonio</b>	<b>3,125,539</b>	<b>3,195,618</b>	<b>3,269,686</b>	<b>3,346,683</b>	<b>3,427,994</b>	<b>3,514,791</b>	<b>3,610,393</b>	<b>3,709,965</b>	<b>3,814,000</b>	<b>3,924,597</b>
<b>Pasivo + Patrimonio</b>	<b>4,368,457</b>	<b>4,384,822</b>	<b>4,439,911</b>	<b>4,530,378</b>	<b>4,625,958</b>	<b>4,728,586</b>	<b>4,843,833</b>	<b>4,925,884</b>	<b>5,048,751</b>	<b>5,179,737</b>

## Apéndice XXIII. Proyección del Estado de Flujo de Efectivo (en miles de soles)

	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
<b>Actividades de Operación</b>										
Utilidad del año	476,501	506,499	537,579	567,481	599,106	634,316	678,663	720,931	762,515	807,567
Ajustes para conciliar la utilidad del año con el efectivo:										
(+) Depreciación y amortización	190,492	196,348	202,531	209,065	215,961	223,244	230,955	239,167	247,886	257,134
(+/-) variaciones netas en activos y pasivos:										
Capital de Trabajo	(163,145)	20,243	17,469	(6,199)	(6,277)	(6,520)	(7,267)	(3,931)	(6,616)	(6,769)
<b>Flujos de efectivo neto provenientes de las actividades de operación</b>	<b>503,848</b>	<b>723,090</b>	<b>757,578</b>	<b>770,348</b>	<b>808,791</b>	<b>851,040</b>	<b>902,351</b>	<b>956,167</b>	<b>1,003,785</b>	<b>1,057,931</b>
<b>Actividades de Inversión</b>										
Compra de inmueble, maquinaria y equipo	(190,384)	(199,961)	(209,585)	(219,203)	(229,378)	(240,561)	(254,096)	(267,169)	(280,433)	(294,734)
Adquisición de bienes intangibles	(14,088)	(15,589)	(17,250)	(19,088)	(21,122)	(23,372)	(25,862)	(28,618)	(31,667)	(35,040)
Retiro de inmueble, maquinaria y equipo	(2,360)	(2,360)	(2,360)	(2,360)	(2,360)	(2,360)	(2,360)	(2,360)	(2,360)	(2,360)
<b>Flujos de efectivo neto provenientes de las actividades de inversión</b>	<b>(206,832)</b>	<b>(217,910)</b>	<b>(229,196)</b>	<b>(240,652)</b>	<b>(252,860)</b>	<b>(266,293)</b>	<b>(282,318)</b>	<b>(298,146)</b>	<b>(314,460)</b>	<b>(332,134)</b>
<b>Actividades de Financiamiento</b>										
Pago de Préstamos	(38,074)	(36,946)	(2,958)	-	-	-	(11)	(36,251)	-	-
Pago de Dividendos	(423,033)	(436,419)	(463,510)	(490,484)	(517,795)	(547,519)	(583,061)	(621,359)	(658,480)	(696,970)
<b>Flujos de efectivo neto provenientes de las actividades de financiamiento</b>	<b>(461,107)</b>	<b>(473,365)</b>	<b>(466,468)</b>	<b>(490,484)</b>	<b>(517,795)</b>	<b>(547,519)</b>	<b>(583,072)</b>	<b>(657,611)</b>	<b>(658,480)</b>	<b>(696,970)</b>
<b>Aumento neto de efectivo</b>	<b>(164,091)</b>	<b>31,815</b>	<b>61,915</b>	<b>39,212</b>	<b>38,136</b>	<b>37,228</b>	<b>36,961</b>	<b>410</b>	<b>30,845</b>	<b>28,827</b>
<b>Efectivo al inicio del ejercicio</b>	<b>555,622</b>	<b>391,531</b>	<b>423,345</b>	<b>485,260</b>	<b>524,472</b>	<b>562,607</b>	<b>599,835</b>	<b>636,796</b>	<b>637,206</b>	<b>668,052</b>
<b>Efectivo al final del ejercicio</b>	<b>391,531</b>	<b>423,345</b>	<b>485,260</b>	<b>524,472</b>	<b>562,607</b>	<b>599,835</b>	<b>636,796</b>	<b>637,206</b>	<b>668,052</b>	<b>696,879</b>

## Apéndice XXIV. Ratios Financieros Proyectados

<b>Rentabilidad</b>	<b>2021P</b>	<b>2022P</b>	<b>2023P</b>	<b>2024P</b>	<b>2025P</b>	<b>2026P</b>	<b>2027P</b>	<b>2028P</b>	<b>2029P</b>	<b>2030P</b>
Margen bruto	55.21%	55.21%	55.21%	55.21%	55.21%	55.21%	55.21%	55.21%	55.21%	55.21%
Margen EBITDA	51.40%	51.40%	51.40%	51.40%	51.40%	51.40%	51.40%	51.40%	51.40%	51.40%
ROS	28.28%	28.52%	28.71%	28.83%	28.95%	29.07%	29.24%	29.38%	29.46%	29.55%
ROE (contable)	15.25%	15.85%	16.44%	16.96%	17.48%	18.05%	18.80%	19.43%	19.99%	20.58%
ROA	10.91%	11.55%	12.11%	12.53%	12.95%	13.41%	14.01%	14.64%	15.10%	15.59%
Payout Ratio	88.59%	88.59%	88.59%	88.59%	88.59%	88.59%	88.59%	88.59%	88.59%	88.59%

<b>Liquidez</b>	<b>2021P</b>	<b>2022P</b>	<b>2023P</b>	<b>2024P</b>	<b>2025P</b>	<b>2026P</b>	<b>2027P</b>	<b>2028P</b>	<b>2029P</b>	<b>2030P</b>
Ratio efectivo	0.89	1.09	1.31	1.37	1.41	1.45	1.36	1.41	1.42	1.42
Ratio corriente	2.02	2.27	2.46	2.53	2.58	2.63	2.45	2.60	2.61	2.62
FCO/Pasivo Corriente	1.14	1.86	2.05	2.01	2.03	2.06	1.92	2.11	2.13	2.15

<b>Operatividad</b>	<b>2021P</b>	<b>2022P</b>	<b>2023P</b>	<b>2024P</b>	<b>2025P</b>	<b>2026P</b>	<b>2027P</b>	<b>2028P</b>	<b>2029P</b>	<b>2030P</b>
Días de CxC	56.95	56.95	56.95	56.95	56.95	56.95	56.95	56.95	56.95	56.95
Días de CXP	96.13	96.13	96.13	96.13	96.13	96.13	96.13	96.13	96.13	96.13
FCO/EBITDA	0.58	0.79	0.79	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.75	0.75

<b>Solvencia</b>	<b>2021P</b>	<b>2022P</b>	<b>2023P</b>	<b>2024P</b>	<b>2025P</b>	<b>2026P</b>	<b>2027P</b>	<b>2028P</b>	<b>2029P</b>	<b>2030P</b>
Deuda/EBITDA	0.09	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	-	-	-
Deuda financiera/Patrimonio contable	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	-	-	-

<b>Análisis Vertical</b>	<b>2021P</b>	<b>2022P</b>	<b>2023P</b>	<b>2024P</b>	<b>2025P</b>	<b>2026P</b>	<b>2027P</b>	<b>2028P</b>	<b>2029P</b>	<b>2030P</b>
Costos de generación	-44.79%	-44.79%	-44.79%	-44.79%	-44.79%	-44.79%	-44.79%	-44.79%	-44.79%	-44.79%
Cuentas por cobrar comerciales	6.05%	6.36%	6.62%	6.82%	7.02%	7.24%	7.52%	7.82%	8.04%	8.28%
Cuentas por pagar comerciales	16.21%	17.86%	19.14%	19.89%	20.66%	21.50%	22.51%	24.14%	25.07%	26.04%
Gastos financieros	-0.25%	-0.12%	-0.11%	-0.10%	-0.10%	-0.09%	-0.09%	0.00%	0.00%	0.00%

<b>Análisis Horizontal</b>	<b>2021P</b>	<b>2022P</b>	<b>2023P</b>	<b>2024P</b>	<b>2025P</b>	<b>2026P</b>	<b>2027P</b>	<b>2028P</b>	<b>2029P</b>	<b>2030P</b>
Venta de Energía y Potencia	9.42%	5.41%	5.44%	5.11%	5.15%	5.43%	6.39%	5.72%	5.45%	5.60%
Costos de generación	14.14%	5.41%	5.44%	5.11%	5.15%	5.43%	6.39%	5.72%	5.45%	5.60%
Cuentas por cobrar comerciales	-7.37%	5.41%	5.44%	5.11%	5.15%	5.43%	6.39%	5.72%	5.45%	5.60%
Cuentas por pagar comerciales	-13.75%	5.41%	5.44%	5.11%	5.15%	5.43%	6.39%	5.72%	5.45%	5.60%
Gastos financieros	-21.66%	-48.51%	-7.54%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.03%	-100.00%	-	-

## Apéndice XXV. Proyección de ingresos

Se realiza la proyección de ingresos partiendo de la demanda proyectada por el modelo econométrico del capítulo III. Luego, se segmenta el crecimiento por cada tipo de cliente según la distribución señalada en los supuestos. Finalmente, se multiplica cada tarifa promedio anual (libre y regulada) por su respectivo consumo de energía.

<b>Generación de Energía</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
COES (GWh)	48,993	50,817	52,889	49,187	55,732	57,861	60,099	62,026	64,056	66,498	70,275	73,338	76,138	79,254
Enel (GWh) + Compras al Spot	8,853	9,305	9,502	8,064	8,585	8,751	8,922	9,067	9,218	9,396	9,667	9,881	10,072	10,282
Potencia Efectiva MW	1,596	1,590	1,677	1,679	1,679	1,679	1,679	1,679	1,679	1,679	1,679	1,679	1,679	1,679
Factor de Carga	63.33%	66.78%	64.70%	54.83%	58.37%	59.50%	60.67%	61.66%	62.68%	63.89%	65.73%	67.19%	68.49%	69.91%
<b>% Crecimiento Tarifa Clientes Libres</b>					2.29%	2.29%	2.29%	2.29%	2.29%	2.29%	2.29%	2.29%	2.29%	2.29%
<b>% Crecimiento Consumo Clientes Libres</b>					9.50%	2.15%	2.18%	1.81%	1.84%	2.15%	3.20%	2.46%	2.15%	2.31%
<b>% Crecimiento Tarifa Clientes Regulados</b>					4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%
<b>% Crecimiento Consumo Clientes Regulados</b>					3.81%	1.67%	1.69%	1.40%	1.43%	1.66%	2.48%	1.90%	1.67%	1.79%
Tarifa Prom. Clientes Libres (ctm.S./kWh)	14.04	14.18	14.81	15.78	16.14	16.51	16.89	17.28	17.68	18.08	18.50	18.92	19.35	19.80
Tarifa Prom. Clientes Regulados (ctm.S./kWh)	19.04	20.05	21.05	22.59	23.59	24.64	25.73	26.87	28.06	29.30	30.60	31.96	33.38	34.85
Ingresos Clientes Libres (Millones S/. )	563	734	793	684	766	800	836	871	908	948	1,001	1,049	1,096	1,147
Ingresos Clientes Regulados (Millones S/. )	922	828	873	842	906	962	1,021	1,082	1,146	1,216	1,302	1,385	1,471	1,564
<b>Total Ingresos (Millones S/. )</b>	<b>1,485</b>	<b>1,562</b>	<b>1,666</b>	<b>1,526</b>	<b>1,672</b>	<b>1,762</b>	<b>1,858</b>	<b>1,953</b>	<b>2,053</b>	<b>2,165</b>	<b>2,303</b>	<b>2,435</b>	<b>2,567</b>	<b>2,711</b>
GWh Clientes Libres	4,009	5,175	5,355	4,335	4,744	4,846	4,952	5,041	5,134	5,245	5,413	5,546	5,665	5,796
% Distribución de Clientes	45%	56%	56%	54%	55%	55%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%
GWh Clientes Regulados	4,844	4,130	4,147	3,729	3,840	3,904	3,970	4,026	4,083	4,151	4,254	4,335	4,407	4,486
% Distribución de Clientes	55%	44%	44%	46%	45%	45%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%

Fuente: Elaboración propia.