



**“VALORIZACIÓN DE ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A
(ANTES EDEGEL S.A.A.)”**

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

Presentado por

Sr. Jorge Trujillo Canales

Srta. Laura Vásquez López

Sra. Pamela Wong Marín

Asesor: Profesor Jorge Eduardo Lladó Márquez

2016

Dedicamos el presente trabajo a nuestras familias por su apoyo incondicional.

Resumen ejecutivo

El presente documento tiene como objetivo estimar el valor fundamental de la acción de Enel Generación Perú S.A.A., empresa dedicada a la generación de energía en el Perú, que permita orientar al inversionista en la toma de decisiones relacionadas a la compra, venta o retención de la acción.

Entre los principales supuestos empleados en la valorización, se encuentra el incremento de los ingresos sustentado en el crecimiento de la demanda de energía proyectada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES. Esta mayor generación de ingresos, junto a la emisión de nueva deuda, permitiría cubrir las necesidades de inversión, considerando el desarrollo de nuevos proyectos energéticos destinados a incrementar su oferta.

La valorización se efectúa a septiembre de 2016, habiéndose considerado un periodo de proyección de 10 años, una perpetuidad con una tasa de crecimiento de 2,2% y una tasa de descuento (WACC) de 9,09%.

Los resultados de la valorización muestran un valor fundamental del patrimonio de S/ 8.878 millones, mayor al valor de mercado a septiembre de 2016 (S/ 8.101 millones). En valores relativos a la acción, según nuestros resultados, el valor fundamental es de S/ 3,07, mayor que la cotización de la acción publicada en la Bolsa de Valores de Lima -BVL para dicha fecha (S/ 2,80) por lo que se recomendaría “comprar” la acción.

Por otro lado, se resalta que el valor fundamental se encontraría incluido en el rango estimado mediante el método alternativo de múltiplos (S/ 3,06 - S/ 3,43) y alineado a los valores de mercado estimados por las Sociedades Agentes de Bolsa - SAB (S/ 2,95; S/ 3,57 y S/ 3,75) lo que otorga mayor robustez a nuestra recomendación de compra.

Índice

Índice de tablas.....	vi
Índice de gráficos	vii
Índice de anexos	viii
Capítulo I. Descripción de la empresa.....	1
1. Estructura operacional	1
2. Estructura accionarial.....	2
3. Acciones en la Bolsa de Valores de Lima.....	3
4. Política de dividendos	3
5. Proveedores.....	4
6. Clientes	4
7. Proceso productivo.....	5
8. Inversiones	5
9. Financiamiento.....	6
10. Análisis FODA.....	7
Capítulo II. Análisis del sector	8
1. Estructura interna del sector.....	8
2. Regulación	9
3. Participantes.....	10
4. Relación oferta – demanda.....	10
5. Tarifas	11
6. Entorno del sector	11
Capítulo III. Análisis financiero	12
1. Situación Financiera.....	12
2. Situación Económica	13
3. Liquidez	14
4. Gestión	15
5. Solvencia.....	15
6. Rentabilidad	15
7. Análisis de Dupont.....	16
Capítulo IV. Valoración de la empresa	17
1. Fecha de valorización	17
2. Justificación del método	17

3. WACC	17
4. Principales supuestos	18
5. Flujo de caja libre para la firma (FCFF)	20
6. Análisis de riesgos	21
Conclusiones y recomendaciones	23
1. Conclusiones	23
2. Recomendaciones	23
Bibliografía	24
Anexos	26
Nota biográfica	62

Índice de tablas

Tabla 1.	Detalle de centrales por tipo de central	1
Tabla 2.	Factor de carga Enel	2
Tabla 3.	Cálculo del <i>Payout Ratio</i>	4
Tabla 4.	Proceso de generación eléctrica por tipo de central.....	5
Tabla 5.	Análisis FODA	7
Tabla 6.	Fórmula de Dupont.....	16
Tabla 7.	Variables empleadas para el cálculo del WACC	18
Tabla 8.	Supuestos.....	18
Tabla 9.	Proyección del FCFE (en miles de soles)	20
Tabla 10.	Cálculo del precio de la acción.....	20
Tabla 11.	Resumen de precios de la acción Enel y recomendación	21
Tabla 12.	Sensibilidad de tasa de crecimiento y tasa de descuento.....	21

Índice de gráficos

Gráfico 1.	Participación accionarial	2
Gráfico 2.	Comportamiento de la acción Enel e índice de la BVL.....	3
Gráfico 3.	Precios según tipo de clientes.....	5
Gráfico 4.	Inversiones realizadas por año.....	6
Gráfico 5.	Estructura del financiamiento.....	6
Gráfico 6.	Potencia efectiva y energía eléctrica por tipo de origen	8
Gráfico 7.	Participación de mercado según potencia efectiva y producción de energía.....	9
Gráfico 8.	Relación oferta y demanda de potencia.....	10
Gráfico 9.	Tipos de clientes en el sector eléctrico y costo marginal promedio	11
Gráfico 10.	Crecimiento y composición de los ingresos	13
Gráfico 11.	Crecimiento y composición del costo de venta	14

Índice de anexos

Anexo 1.	Estructura organizativa Grupo Enel	27
Anexo 2.	Participación de potencia efectiva por central y tipo	27
Anexo 3.	Listado de proveedores	28
Anexo 4.	Consumo de energía (GWh) - clientes regulados 2015	28
Anexo 5.	Consumo de energía (GWh) - clientes libres 2015	28
Anexo 6.	Inversiones	29
Anexo 7.	Financiamiento	30
Anexo 8.	Normas regulatorias	31
Anexo 9.	Participantes del sector	32
Anexo 10.	Entorno del sector	32
Anexo 11.	Análisis de la competencia del sector – fuerzas competitivas de Porter	32
Anexo 12.	Estados financieros - estado de situación financiera	34
Anexo 13.	Estados financieros - estado de resultados	35
Anexo 14.	Estados financieros - estado de flujo de efectivo	35
Anexo 15.	Análisis de riesgos	36
Anexo 16.	Ratios financieros	37
Anexo 17.	Cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC)	38
Anexo 18.	Otros supuestos de valorización	41
Anexo 19.	Proyección de ingresos	42
Anexo 20.	Proyección de cuentas por cobrar	51
Anexo 21.	Proyección de cuentas por pagar	53
Anexo 22.	Proyección de inventarios	54
Anexo 23.	Activos fijos	55
Anexo 24.	Deuda	58
Anexo 25.	Valorización mediante múltiplos de cotización	59
Anexo 26.	Estados financieros históricos y proyectados – estado de resultados	60
Anexo 27.	Estados financieros históricos y proyectados – balance general	61

Introducción

La industria de energía eléctrica en el Perú representa el 1,8% del Producto Bruto Interno (PBI), en promedio, y tiene una alta relevancia, debido a que es el soporte de proyectos que buscan el desarrollo del país. La industria se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución; y en los últimos años viene presentando un crecimiento significativo en la oferta y demanda de energía, lo cual genera un escenario de sobreoferta que permite asegurar el abastecimiento de energía en los próximos años.

Enel Generación Perú es una empresa dedicada a la generación de energía eléctrica y forma parte del Grupo Enel, compañía líder en los mercados mundiales de electricidad y gas. La empresa cuenta con centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica que le brindan una adecuada diversificación de sus fuentes de energía, presentando a septiembre de 2016 una de las más altas capacidades instaladas en el sistema, que se traduce en una potencia efectiva de aproximadamente 1.686 MW, lo cual lo ubica entre los líderes de la industria.

El proceso de generación de energía eléctrica emplea como insumos el recurso hídrico de los ríos y el gas de Camisea, esta producción se destina al mercado local a clientes que se dividen en libres y regulados, en función de sus niveles de consumo de energía. Por otro lado, la empresa cumple con los principios de buen gobierno corporativo, así como las leyes y normas aplicables al sector, buscando fortalecer las relaciones con sus grupos de interés.

La empresa cotiza sus acciones comunes en la Bolsa de Valores de Lima (BVL). Al cierre de septiembre de 2016 el precio de la acción se ubicaba en S/ 2,80 con tendencia de crecimiento en los últimos años, desde valores cercanos a S/ 1,00 por acción en el 2010 hasta valores máximos de S/ 3,9 por acción durante el 2015. Cabe agregar que el nivel de cotización de la acción a septiembre de 2016 es similar al alcanzado en el segundo semestre del 2014 que, posteriormente, presentó una caída durante el 2015 ante el riesgo de que la bolsa peruana pierda la categoría de mercado emergente.

El presente trabajo abarca la descripción de la empresa, el análisis de la industria y su posicionamiento competitivo en ella, así como un análisis financiero de sus principales cifras y los riesgos a los que se encuentra expuesta. El análisis de esta información permite realizar la elaboración de supuestos que buscan calcular el valor fundamental de la acción, incluyéndose un análisis de sensibilidad que permita llegar a una efectiva toma de decisiones para el inversionista.

Capítulo I. Descripción de la empresa

Enel es una empresa cuya labor es la generación de energía eléctrica a través de sus centrales hidroeléctricas y termoeléctricas y a la comercialización de potencia y energía a clientes en el mercado peruano. Cuenta con el respaldo del Grupo Enel, compañía multinacional y operadora integrada líder en los mercados mundiales de electricidad y gas, focalizada en los mercados de Europa y Latinoamérica. Dicho respaldo se da en el ámbito operativo, al aportar su experiencia en el sector a nivel internacional y en el ámbito financiero al optimizar los excedentes de caja entre las empresas del grupo. A septiembre de 2016, la compañía tiene como única subsidiaria a Chinango S.A.C., en la que tiene una participación del 80% en el capital social.

1. Estructura operacional

Enel cuenta con cinco centrales hidroeléctricas y dos centrales termoeléctricas ubicadas en el departamento de Lima; las hidroeléctricas aprovechan las aguas de los ríos Rímac y Santa Eulalia, y, las termoeléctricas, utilizan como combustible principal el gas natural que proviene de los yacimientos de Camisea. Adicionalmente, a través de su subsidiaria Chinango S.A.C., cuenta con dos centrales hidroeléctricas ubicadas en el departamento de Junín, que aprovecha las aguas de los ríos Tarma y Tulumayo. Cabe resaltar, que la empresa cuenta con una concentración de sus centrales en la región central del país, zona de mayor producción de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La potencia efectiva de Enel, incluyendo a su empresa subsidiaria, es de 1.685,54 MW, donde el 54% es generado por las centrales termoeléctricas y el 46% por las centrales hidroeléctricas. Dichos porcentajes muestran que la empresa cuenta con operaciones diversificadas (anexo 2).

Tabla 1. Detalle de centrales por tipo de central

Tipo de Central	Empresa	Central	Potencia Efectiva MW	% de Participacion
Hidroeléctricas	Enel	Huinco	267,83	16%
		Matucana	137,02	8%
		Callahuanca	84,17	5%
		Moyopampa	69,15	4%
		Huampani	30,18	2%
	Chinango	Yanango	42,61	3%
		Chimay	152,22	9%
Subtotal hidroeléctricas			783,18	46%
Termoeléctricas	Enel	Ventanilla	483,77	29%
		Santa Rosa	418,59	25%
Subtotal termoeléctricas			902,36	54%
Total hidroeléctricas y termoeléctricas			1.685,54	100%

Fuente: Memoria anual 2015, Enel Generación Perú

El factor de carga de la empresa¹ se encuentra entre 60 y 66% en los últimos años, por debajo de los niveles presentados por la industria (80 - 83%), lo que representa una holgura importante en términos de capacidad instalada, para cubrir los incrementos de la demanda esperada para los próximos años.

Tabla 2. Factor de carga Enel

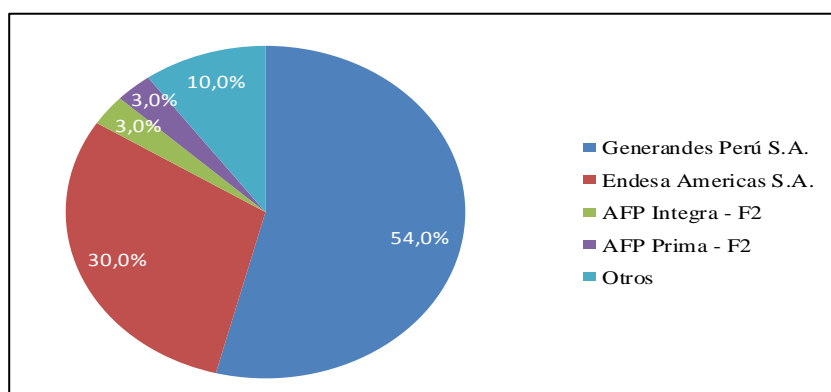
Producción	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Potencia instalada (MW)	1.644	1.722	1.722	1.603	1.753	1.753
Potencia firme (MW)	1.626	1.633	1.623	1.499	1.608	1.645
Factor de carga Enel	60%	65%	62%	66%	63%	58%
Producción de energía (Mwh)	8.602.315	9.305.861	8.836.810	8.700.432	8.848.300	8.369.701
Factor de carga industria	81%	81%	80%	81%	83%	80%

Fuente: COES

2. Estructura accionarial

A septiembre de 2016, el capital de la empresa se encuentra representado por 2.893.136.765 acciones comunes (2.616.072.176 acciones emitidas y 277.064.589 por emitir, a ser entregadas en octubre de 2016), con un valor nominal de S/ 0,88. Entre los principales accionistas se encuentra Generandes Perú S.A. (54%) y Endesa Américas S.A. (30%), ambos pertenecientes al Grupo Enel y agrupando el 84% del total del accionariado (anexo 1). El Grupo Enel realiza operaciones en más de 30 países de 4 continentes, gestiona la generación de energía de más de 89 GW de capacidad instalada neta y distribuye electricidad y gas a través de una red que abarca alrededor de 1,9 millones de kilómetros. Asimismo, cuenta con 61 millones de usuarios finales en todo el mundo, la mayor base de clientes entre sus competidores europeos, y es una de las principales compañías eléctricas de Europa, en términos de capacidad instalada y EBITDA reportado.

Gráfico 1. Participación accionarial



Fuente: Notas a los Estados Financieros Consolidados.

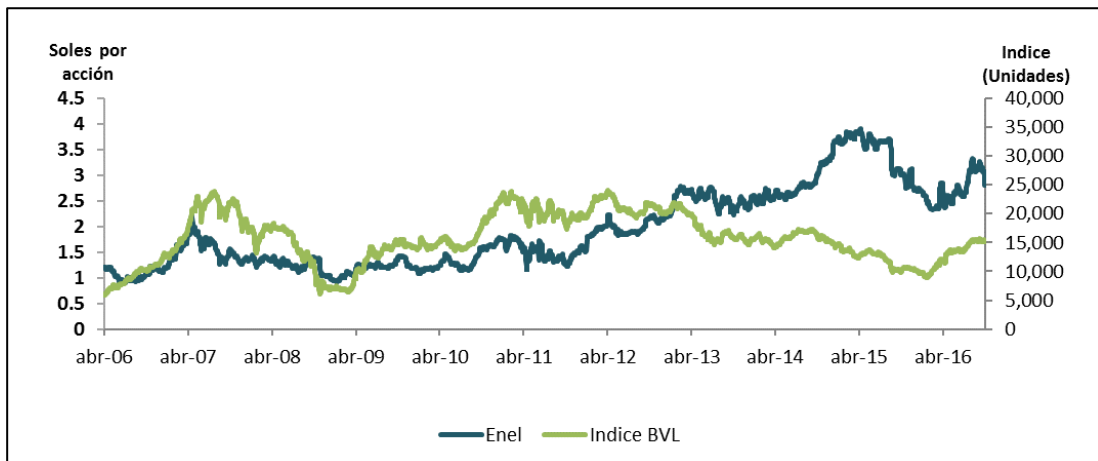
¹ Índice de productividad que relaciona la capacidad instalada y la producción de energía

3. Acciones en la Bolsa de Valores de Lima

Las acciones de la empresa cotizan en la Bolsa de Valores de Lima y se encuentran incluidas en (i) el índice S&P/BVL Perú General; (ii) el índice S&P/BVL Lima 25, y (iii) el índice S&P/BVL Electric Utilities que agrupa a entidades del sector de servicios de utilidad pública.

El comportamiento de la acción de Enel tiene una tendencia creciente en su precio a partir del 2010, sustentado por el crecimiento sostenido de sus utilidades. Hacia el 2014, el precio de la acción se vio favorecido por la obtención de la concesión definitiva para la construcción del proyecto Curibamba, que permitiría incrementar significativamente su capacidad instalada, llegando a alcanzar un pico de S/ 3,9 durante el segundo semestre del 2015, posteriormente, presenta una disminución por la menor utilidad registrada y por la caída de la BVL en general, debido a la volatilidad generada por la incertidumbre global y el riesgo de que la bolsa peruana pierda la categoría de mercado emergente. Dicha caída fue hasta tocar el piso de S/ 2,32 en febrero de 2016, donde empieza nuevamente el alza a la par con la BVL, debido a mejores indicadores económicos y mejores resultados en las utilidades registradas. En agosto de 2016, llega a S/ 3,33, regresando a valores registrados a principios del 2015; sin embargo, al 30 de septiembre de 2016 se redujo a S/ 2,80, lo que podría estar explicado por la cancelación del proyecto Curibamba.

Gráfico 2. Comportamiento de la acción Enel e índice de la BVL



Fuente: Bloomberg

4. Política de dividendos

Hasta el año 2015, la empresa manejaba una política de reparto de dividendos de hasta el 100% de las utilidades de libre disposición, a partir del 2016 esta política se redujo hasta el 60%, lo que se refleja en el *Payout Ratio* presentado en la tabla 3.

Tabla 3. Cálculo del *Payout Ratio*

	2012	2013	2014	2015
Utilidad neta (parte controladora)	296.676	373.662	443.910	542.375
Dividendo	204.871	276.598	394.855	475.501
<i>Payout Ratio</i>	69%	74%	89%	88%

Fuente: SMV – Estados Financieros Consolidados Enel Generación Perú

5. Proveedores

En el anexo 3 se presentan los proveedores de Enel, siendo los principales:

- *Siemens S.A.C*, empresa con la que se mantiene un contrato para la adquisición de repuestos y piezas de reemplazo, así como los servicios de mantenimientos programados (menores y mayores).
- *Consortio Camisea*, consorcio que suministra el gas natural que se extrae de los yacimientos de Camisea mediante un contrato exclusivo de abastecimiento de una cantidad diaria máxima de gas, a un precio ya establecido desde el 2004 por 15 años.
- *Transportadora de Gas del Perú S.A.*, empresa encargada de transportar el gas desde el punto de recepción (Camisea) hasta el punto de entrega (Lurín). La vigencia de este contrato es hasta el 1 de enero de 2034.
- *Petróleos del Perú S.A.*, empresa con la que se mantiene un contrato de suministro de Biodiesel B2 GE, con vigencia de 3 años, renovables automáticamente.

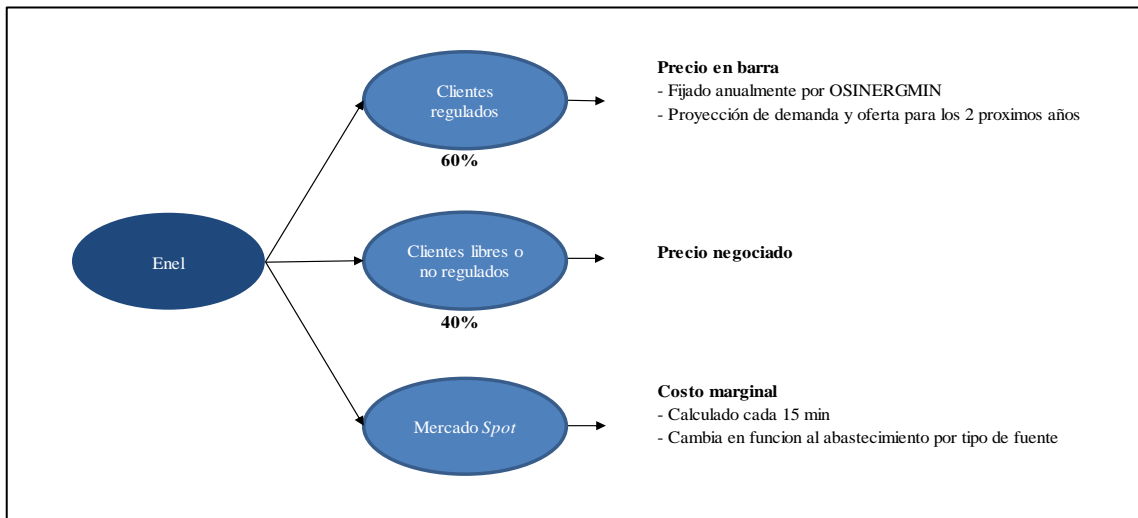
6. Clientes

Los clientes del sector eléctrico a los cuales Enel brinda su servicio se dividen en:

- *Clientes regulados*, con demanda de potencia menor a 200 KW (anexo 4).
- *Clientes libres o no regulados*, con demanda de potencia mayor a 2.500 KW (anexo 5).

Aquellos clientes que presentan una demanda entre los 200 KW y 2.500 KW, pueden elegir entre ser considerados como clientes libres o regulados. Se debe resaltar que, en los últimos años, la empresa ha ganado procesos de licitación de energía que le han permitido extender el plazo de sus contratos con clientes regulados, lo que brinda una mayor predictibilidad a sus flujos futuros.

Gráfico 3. Precios según tipo de clientes



Fuente: Maximixe

7. Proceso productivo

El proceso de generación eléctrica se explica según el tipo de central que se utiliza.

Tabla 4. Proceso de generación eléctrica por tipo de central

Central hidroeléctrica	Su insumo principal es el agua, la cual es captada del caudal de los ríos y llevada mediante válvulas hacia una turbina hidráulica, ello genera un movimiento de rotación que se transmite a un generador unido a su eje. Luego, el generador convierte la energía rotatoria transmitida en energía eléctrica.
Central termoeléctrica de ciclo simple	Su insumo principal es el gas y diesel, los cuales se queman en una caldera generando el calentamiento de agua y su transformación en vapor. Este vapor permite mover las palas de una turbina de vapor generando un movimiento de rotación que se transmite a un generador mediante su eje que posteriormente lo transforma en energía eléctrica.
Central termoeléctrica de ciclo combinado	Su insumo principal es el gas y diesel, los cuales al mezclarse con aire en una cámara de combustión hacen girar una turbina de gas unida mediante su eje a un generador. A su vez, el calor de la combustión genera la transformación de agua en vapor en una caldera cuya presión permite mover las palas de una turbina de vapor que se transmite a un generador mediante su eje. Posteriormente, los generadores convierten la energía transmitida por las turbinas en energía eléctrica.

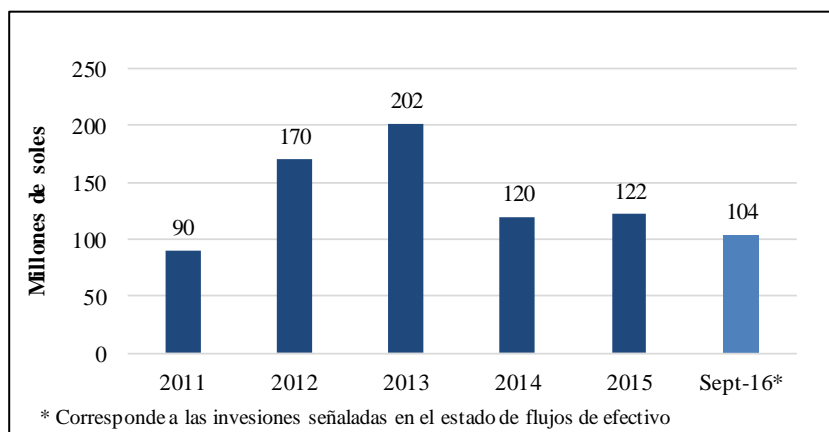
Fuente: Elaboración propia, 2016.

8. Inversiones

Las inversiones realizadas por Enel están orientadas a la búsqueda constante de la mejora continua de sus operaciones, manteniendo la fiabilidad del suministro y al desarrollo sostenible del país. En el año 2013, los niveles de inversiones realizadas presentan un incremento considerable, originado por un siniestro en la central termoeléctrica Santa Rosa y en la central hidroeléctrica Chimay. Luego de ello, mantiene niveles anuales cercanos a S/ 120MM destinados al mantenimiento de sus centrales.

El Capex que maneja la empresa es, principalmente, de mantenimiento, relacionado con inspecciones, reparaciones y mantenimientos preventivos que debe realizar en sus centrales. Para el 2018, la empresa tiene previsto el inicio de operaciones de la central hidroeléctrica Huampaní, que implica una inversión baja de aproximadamente S/ 3MM. (anexo 6).

Gráfico 4. Inversiones realizadas por año

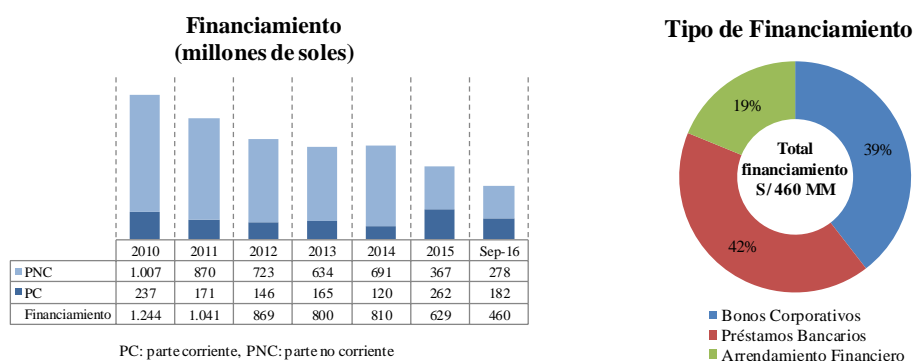


Fuente: SMV – Memoria anual 2015 y Notas a los Estados Financieros

9. Financiamiento

La empresa ha reducido significativamente su financiamiento en los últimos años (-50% en el periodo 2010-2015) y ha ampliado el plazo promedio del mismo, logrando conseguir que el íntegro de su financiamiento sea de largo plazo. Actualmente, presenta una diversificación en sus fuentes de fondeo a través de bonos, préstamos bancarios y arrendamientos financieros; siendo su principal fuente los préstamos bancarios (42%) y los bonos corporativos (39%) emitidos en el mercado local con clasificación AAA(pe); (anexo 7).

Gráfico 5. Estructura del financiamiento



Fuente: Notas a los Estados Financieros

10. Análisis FODA

Tabla 5. Análisis FODA

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> • Respaldo operacional (experiencia y liderazgo) y financiero (optimización de excedentes de caja entre empresas del grupo) de su matriz Enel, principal empresa pública de energía de Italia. • Liderazgo en generación de energía eléctrica en el país, con amplia experiencia en el sector. • Adecuada diversificación de fuentes de energía, con la mayor capacidad efectiva en el sistema y con unidades térmicas duales (gas natural y diesel). • Ingresos y márgenes estables sustentados en contratos con vencimientos principalmente en el mediano y largo plazo. • Adecuada estructura patrimonial y reducido apalancamiento contable (61% de patrimonio y 39% de pasivo). 	<ul style="list-style-type: none"> • Energía termoeléctrica - Riesgo de indisponibilidad del sistema de producción, transporte y distribución de gas natural que afectaría la producción. • Energía Hidroeléctrica - Riesgo intermitente en periodos de sequía que afectaría la producción. • Contingencias tributarias y legales con SUNAT, ESSALUD y Municipalidad de San Ramón.
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> • Crecimiento de la demanda de energía en el país relacionado al inicio de operaciones de proyectos, principalmente mineros • Crecimiento de la oferta a través de licitaciones para la construcción de nuevas centrales de generación de energía. • Mayor utilización de recursos renovables (RER) que permite una diversificación de las fuentes de generación. Incremento en las reservas de gas natural. • Inversión para aumentar la electrificación nacional y rural al 99,9 y 99,8% de la población al 2025 respectivamente (de 93 y 78% actualmente). • Oportunidad de exportar energía a otras regiones (Bolivia, entre otros). 	<ul style="list-style-type: none"> • Mercado Peruano de generación eléctrica cada vez más competitivo. • Congestión en líneas de transmisión que pueden ocasionar cortes de energía. • Cambios en la regulación del sector, así como incremento del precio del gas natural y del diesel. • Ajustes a la tarifa que pueden responder a criterios más políticos que económicos. • Exposición al riesgo climatológico, debido a la dependencia de las condiciones hidrológicas.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Capítulo II. Análisis del sector

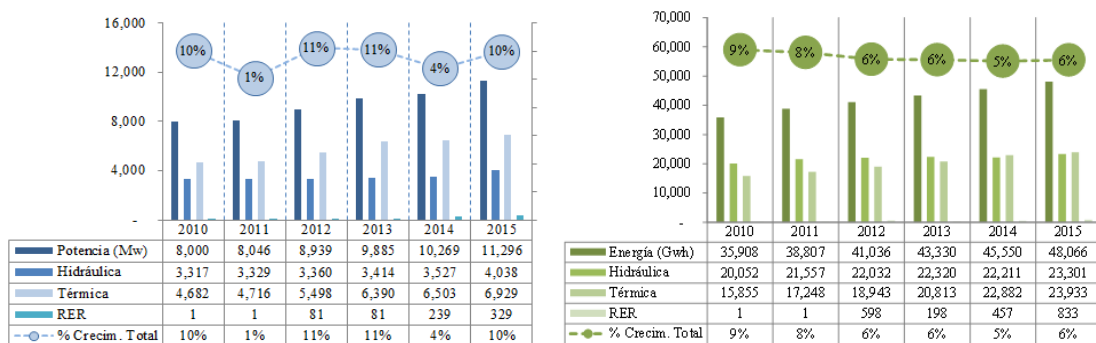
1. Estructura interna del sector

La industria eléctrica se compone de tres actividades: generación, transmisión y distribución, las cuales permiten proveer energía eléctrica a los usuarios finales. La actividad de generación se encarga de la producción de energía eléctrica empleando como fuentes principalmente el agua (hidroeléctrica) y el gas (termoeléctrica). Mediante la actividad de transmisión, se transfiere la energía producida en las centrales de generación hasta subestaciones empleando líneas de transmisión que conforman el SEIN para, posteriormente, entregarla al usuario final a través de la actividad de distribución.

En lo que respecta a la generación, la capacidad de producción de energía de una central se asocia a su potencia eléctrica (MW), la cual se clasifica como instalada (capacidad en condiciones ideales), efectiva (capacidad real) y firme (capacidad real asegurada); mientras que la energía representa el consumo de la potencia en un determinado periodo (MWh). Las centrales emplean diversas tecnologías y recursos para la producción, destacándose en el mercado peruano la generación hidroeléctrica y termoeléctrica (abastecida principalmente del gas proveniente del proyecto Camisea) como fuentes principales; aunque en los últimos años, el Estado viene fomentando el empleo de recursos energéticos renovables (RER) que presentan un bajo impacto ambiental y permiten diversificar las fuentes de producción.

Como se aprecia en el gráfico 6, la potencia firme y el consumo de energía se han venido incrementando sostenidamente en los últimos años, principalmente por el desarrollo de centrales termoeléctricas, que han permitido, en unos pocos años, equiparar el consumo de energía proveniente de centrales hidroeléctricas.

Gráfico 6. Potencia efectiva y energía eléctrica por tipo de origen

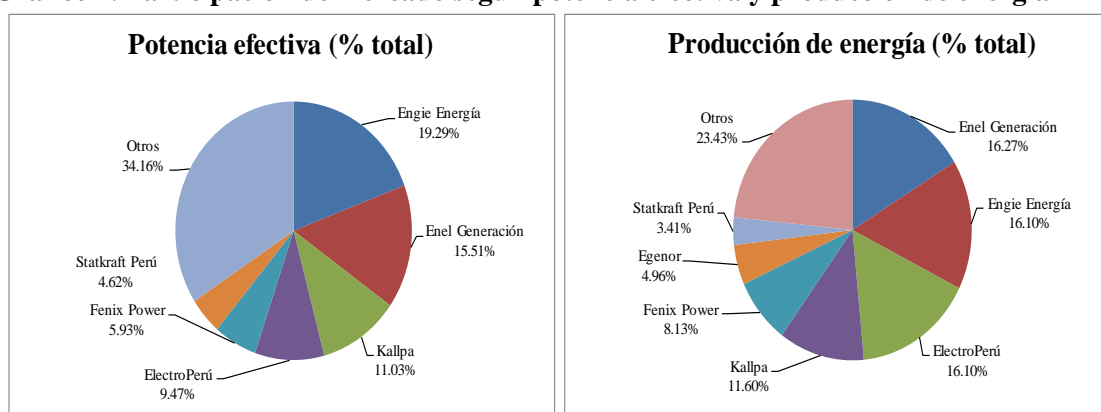


Fuente: Elaboración propia, 2016.

Las empresas en el sector presentan una fuerte competencia, ya que se prioriza la generación de energía de aquellas centrales que presenten los mayores niveles de eficiencia (representado por el costo marginal de generar una unidad adicional de energía). En este sentido, las centrales hidroeléctricas presentan costos operativos bajos, por lo que tienen la prioridad de generación; seguido de las centrales térmicas, que presentan un costo variable superior; sin embargo, en periodos de estiaje (escasas precipitaciones entre mayo y noviembre) la generación termoeléctrica cobra mayor importancia, por lo que las empresas del sector tratan de complementar estas tecnologías para suministrar energía durante todo el año.

En este marco, al cierre del 2015 existen 46 empresas dedicadas a la generación de energía que cuentan con 92 centrales, entre hídricas, térmicas, eólicas y solares. Las principales empresas del sector son: Enel Generación Perú, Enersur, Electro Perú y Kallpa, que cuentan con el 60% de la generación de energía del país.

Gráfico 7. Participación de mercado según potencia efectiva y producción de energía



Fuente: COES

2. Regulación

El Estado ha venido incentivando la participación de la empresa privada en el sector, estableciendo un marco regulatorio (anexo 8) para el desarrollo de las actividades eléctricas, entre las que se destacan las siguientes normas:

- *Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento*, que divide las actividades del sector en generación, transmisión y distribución; promueve la competencia e inversión en el sector y establece al OSINERGMIN como ente supervisor y fiscalizador.
- *Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*, que busca reducir la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento a través de una generación eficiente.

- *Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico*, que establece límites a las concentraciones empresariales que pueden afectar la competencia en el sector.
- *Política Energética y Plan de Acceso Universal a la Energía*, que busca contar con un suministro energético confiable, eficiente, autosuficiente, de precios razonables y con el menor impacto ambiental posible.

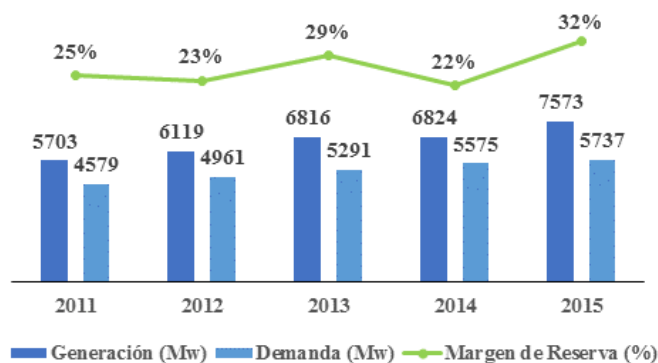
3. Participantes

Los agentes principales de la industria eléctrica peruana son: (i) Promotores, que establecen las políticas y lineamientos del sector, entre ellos: el Ministerio de Energía y Minas (MINEM); (ii) Reguladores, que buscan optimizar la eficiencia del sector, en un ambiente de libre competencia y manejo responsable de los recursos para asegurar el abastecimiento de energía, entre ellos: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES - SINAC) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), y (iii) Agentes directos, que representan la oferta y demanda, entre ellos: compañías eléctricas (generadoras, transmisoras y distribuidoras) y los usuarios finales (anexo 9).

4. Relación oferta - demanda

La oferta de potencia efectiva en el mercado se ha venido incrementando sostenidamente en los últimos años, gracias a la concesión de proyectos destinados a la construcción de nuevas centrales de generación. Ello ha permitido contar con una capacidad suficiente para atender la demanda creciente observada en los últimos años, proveniente, principalmente, de proyectos en el sector minero, alcanzando una sobreoferta que permite contar con un margen de reserva superior al 30%, para enfrentar los crecimientos que se puedan dar en la máxima demanda.

Gráfico 8. Relación oferta y demanda de potencia

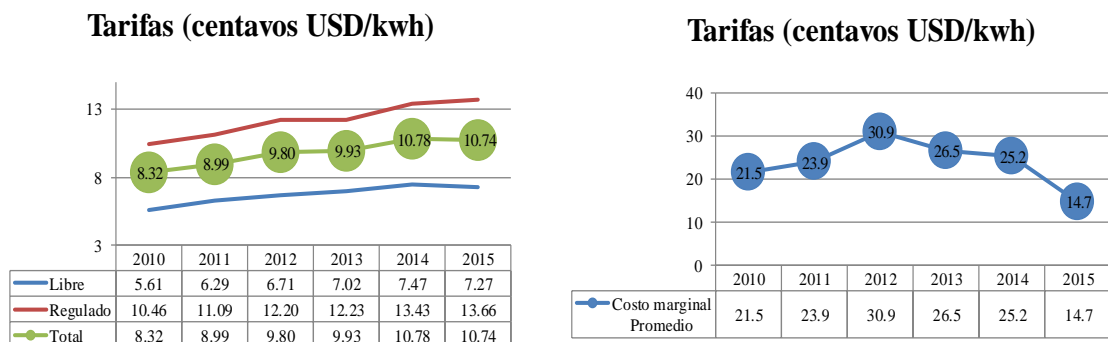


Fuente: COES

5. Tarifas

Las tarifas de energía eléctrica se aplican según el tipo de cliente. En el gráfico 9 se puede apreciar que las tarifas han presentado un incremento tanto para los clientes libres como para los regulados. En el caso de los clientes libres, las tarifas son negociadas por las partes, mientras que para clientes regulados, se cuentan con tarifas fijadas por el OSINERGMIN y tarifas establecidas en los procesos de licitación realizados por las empresas distribuidoras para contratar la energía que permita cubrir su demanda. Por otro lado, los participantes del mercado pueden acudir al mercado *spot* para cubrir la demanda que no haya sido contratada, estableciéndose una tarifa basada en el costo marginal, que ha presentado una reducción en los últimos años, debido a la elevada capacidad de reserva del sistema, así como por la reducción de los costos variables de las centrales hidroeléctricas y térmicas.

Gráfico 9. Tipos de clientes en el sector eléctrico y costo marginal promedio



Fuente: OSINERGMIN

6. Entorno del sector

El sector ha presentado un dinamismo importante en los últimos años, creciendo a tasas superiores a las del PBI nacional (5,94 vs 4,47% en promedio, durante el periodo 2010-2015), que se asocia a un mayor consumo de energía por el crecimiento de la población y, principalmente, por la mayor demanda del sector industrial. El crecimiento de la oferta eléctrica se ha dado, especialmente, a través de la mayor generación termoeléctrica, la cual se ha beneficiado del gas proveniente del proyecto Camisea, mientras que, por el lado de la demanda, los clientes libres han presentado un ritmo de crecimiento mayor al de los regulados, explicado, principalmente, por la entrada en operación de nuevos proyectos, primordialmente mineros, durante los últimos años (anexo 10).

Capítulo III. Análisis financiero

1. Situación Financiera

La empresa registra activos por S/ 4.414 millones al cierre del 2015 constituidos principalmente por propiedad, planta y equipo (S/ 3.593 millones / 81%) relacionado con las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas que le permiten el desarrollo de sus operaciones. En adición a ello, la empresa mantiene contratos con clientes libres y regulados que le generan cuentas por cobrar (S/ 335 millones / 8%) que presentan un periodo medio de pago de 37 días, donde los clientes libres acceden a mejores condiciones dado su mayor poder de negociación. Por otro lado, la empresa mantiene inversiones en su asociada Enel Brasil (S/ 198 MM / 4%), una de las mayores empresas energéticas en Brasil, que representan el 4% del accionariado por los que recibe dividendos anuales.

Los activos de la empresa se financian, principalmente, a través de su patrimonio (S/ 2.675 millones / 61%) constituidos principalmente por capital social (S/ 2.302 / 52%), el cual se incrementó el último año por la capitalización de reservas. En adición a ello, el incremento sostenido de las utilidades durante los últimos años ha permitido aumentar significativamente sus resultados acumulados, fortaleciendo su posición financiera, y adicionalmente ha permitido el reparto de dividendos, por hasta el 100% de las utilidades de libre disposición, como retribución a sus accionistas.

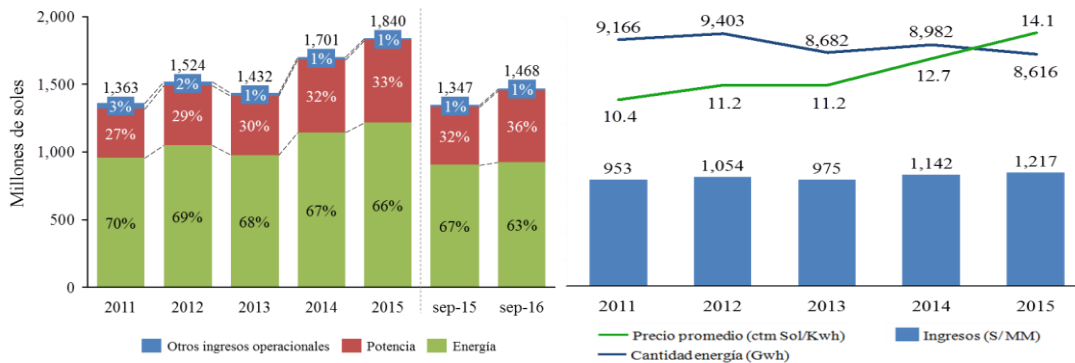
Por su parte, los pasivos (S/ 1.739 millones / 39%) presentan primordialmente un vencimiento no corriente (26%) y se constituyen principalmente por impuestos diferidos (S/ 656 millones / 15%) generados por diferencias en el costo y las tasas de depreciación empleadas para su activo fijo; obligaciones financieras (S/ 630 millones / 14%) que se vienen reduciendo y se relacionan con bonos corporativos, préstamos y arrendamientos financieros pactados en moneda nacional y extranjera; y cuentas por pagar comerciales (S/ 184 millones / 4%) que presentan un periodo medio de pago de 31 días y se han incrementado en los últimos años por los mayores trabajos en curso relacionados con siniestros ocurridos.

A septiembre de 2016, los activos se ubican en S/ 4.403 millones presentando una ligera reducción respecto al año anterior (S/ 11 millones) producto de la depreciación de los activos fijos. Por su parte los pasivos se redujeron (S/ 135 millones) principalmente por la amortización de obligaciones financieras, mientras que el patrimonio se incrementó (S/ 123 millones) por la generación de utilidades, capitalizando parte de sus resultados acumulados durante el presente año (S/ 243 millones).

2. Situación Económica

La empresa genera ingresos por la venta de energía, potencia y peaje, los cuales se encuentran sujetos a la capacidad de generación de sus centrales y a los contratos que firma con sus clientes libres y regulados. En los últimos años, los ingresos se han ido incrementando significativamente (CAGR 2010-2015: +9,5%) gracias al crecimiento de la demanda observado en el sector (+6,6%), a excepción de la caída registrada en el 2013 por el vencimiento de contratos. La principal fuente de estos ingresos corresponde a la venta de energía (64 - 70% del total de ingresos) en cuya estructura se puede apreciar un incremento de precios y cantidad vendida, aunque esta última presentó una reducción en el 2013 y 2015, por el vencimiento de contratos con clientes regulados y libres, quienes a dic-15 representaban el 60 y 40% de la cartera, respectivamente. A septiembre de 2016, la empresa registra ingresos por S/ 1.468 millones, que representa un crecimiento de 9% respecto a sep-15 y se alinea a la tasa de crecimiento histórica.

Gráfico 10. Crecimiento y composición de los ingresos

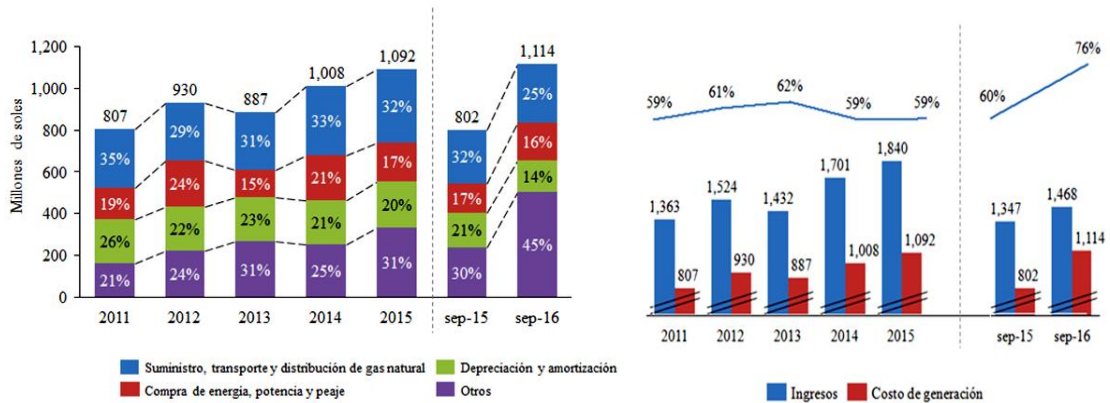


Fuente: Memorias y Notas a los Estados Financieros

El costo de ventas se compone, principalmente, de: (i) Suministro, transporte y distribución de gas natural, principal insumo en la generación termoeléctrica; (ii) Depreciación y amortización de las centrales que conforman la mayor parte de sus activos, y (iii) Compra de energía, potencia y peaje en el mercado SPOT, para atender la demanda de sus clientes que no puede ser abastecida con su producción propia. Así como los ingresos, el costo de ventas se ha ido incrementando en los últimos años (CAGR 2010-2015: +7,7%) principalmente por el mayor consumo de gas en sus centrales termoeléctricas (56% de la producción de energía) para el abastecimiento de la mayor demanda. Se debe resaltar que el costo de ventas se vio afectado en el 2013 por la desvalorización de activos relacionado al siniestro ocurrido en ese año, sin embargo, ha mantenido una relativa estabilidad como margen de los ingresos en los últimos

años (entre 59 y 62%). A septiembre de 2016, el costo de ventas se ubica en S/ 1.114 millones que representa un crecimiento de 39% respecto a sep-15 explicado por eventos puntuales relacionados con la cancelación del proyecto Curibamba y a una penalidad por la resolución de contrato con un cliente, sin embargo, al excluirse dichos efectos se puede apreciar que el margen (62%) se mantiene dentro de los niveles históricos.

Gráfico 11. Crecimiento y composición del costo de venta



Fuente: Memorias y Notas a los Estados Financieros

La relativa estabilidad observada en el costo de ventas durante el periodo 2011-2015 generó que el comportamiento observado en los ingresos se traduzca en el margen bruto (40% en promedio). Por su parte, el margen operativo también ha presentado relativa estabilidad (38% en promedio) aunque en algunos periodos (2013 y 2014) se ha visto beneficiado por reembolsos por daños materiales relacionados con siniestros ocurridos que junto a una reducción de los gastos financieros por la amortización de las obligaciones financieras han impactado positivamente en su margen neto (26% en promedio). Sin embargo, a septiembre de 2016, el crecimiento de los costos de generación ha originado que la empresa presente una reducción importante en sus márgenes brutos (24%), operativos (22%) y netos (16%) respecto al año anterior (40%, 38% y 26% respectivamente), alcanzando una utilidad neta de S/ 381 millones.

3. Liquidez

La empresa registra déficits de liquidez en algunos periodos, que se relacionan con el descalce entre: (i) activos corrientes constituidos, principalmente, por el efectivo mantenido en bancos locales y extranjeros, y las cuentas por cobrar comerciales por la venta a clientes libres, y (ii) pasivos corrientes constituidos por cuentas por pagar comerciales, por la compra de energía a terceros y contratos de mantenimiento, y la porción corriente de préstamos y bonos. Cabe indicar que el incremento significativo de los indicadores de liquidez en el 2014 se generó por la

reducción de los pasivos corrientes producto de la extensión de financiamientos a un mayor plazo. A diciembre 2015, los indicadores de la empresa (0,93x) se ubicaron en ventaja respecto al benchmark (0,65x) y al promedio de la industria (0,92x). A septiembre de 2016, el indicador de liquidez se ubicó en 1,00x, y se espera un incremento en los próximos años, por la mayor caja disponible (anexo 16).

4. Gestión

La empresa registra, históricamente, descalces en su ciclo de conversión de efectivo, generado por un incremento en el periodo medio de cobranza, asociado a una mayor participación de clientes libres que presentan condiciones de pago más favorables. A diciembre de 2015, el indicador de ciclo de conversión de la empresa (9 días) presenta un menor descalce que el benchmark (63 días) y la industria (25 días). A septiembre de 2016, el indicador presenta un descalce de 28 días, generado por un crecimiento del costo de ventas, sin embargo, se espera que este indicador retorne a descalces inferiores a 12 días (anexo 16).

5. Solvencia

La empresa presenta una mejora en sus indicadores de solvencia, reflejado en una reducción de su nivel de apalancamiento en los últimos años, que se explica por una estructura financiera compuesta, principalmente, por patrimonio con una deuda financiera que se viene amortizando. A diciembre de 2015, el nivel de apalancamiento es de 1,65x y se encuentra en ventaja en comparación con el benchmark (2,36x) y el mercado (1,93x). A septiembre de 2016, presenta un apalancamiento financiero de 1,57x, el cual se redujo en el último año, producto de las amortizaciones de las obligaciones financieras vigentes. Por otro lado, Enel aún tiene vigente un quinto programa de bonos el cual se prevé, se utilizará en financiar nuevos proyectos energéticos, lo que incrementará sus niveles de deuda (anexo 16).

6. Rentabilidad

La empresa registra adecuados ratios de rentabilidad. En los últimos años los márgenes brutos, operativos y netos se han mantenido estables; sin embargo, los márgenes operativos y netos se incrementaron en los periodos 2013 y 2014 debido a los reembolsos por daño material y lucro cesante relacionados con siniestros. Como resultado, la utilidad neta se incrementó en línea con el crecimiento de los ingresos, favoreciendo los indicadores de rentabilidad a excepción del año 2015 en los que los resultados se vieron afectados por los mayores gastos relacionados con el deterioro de cuentas por cobrar. A diciembre de 2015, los indicadores de rentabilidad ROE (17,52%) y ROA (10,62%) se encuentran alineados al benchmark (ROE: 20,84% y ROA:

8,83%) y superiores a lo registrado por el mercado (ROE: 11,96% y ROA: 6,2%). A septiembre de 2016, los indicadores de rentabilidad muestran un ROE de 12,37% y un ROA de 7,86% y se espera que se incrementen en los próximos años, por la mayor generación de ingresos (anexo 16).

7. Análisis de Dupont

En los últimos años el ROE ha presentado un incremento sostenido que se explica a través del análisis de Dupont, por el incremento del margen neto y la rotación de activos, ambos alineados al crecimiento de las ventas, incrementando los resultados netos de la empresa. A diciembre de 2015, el valor económico (ROE) de Enel disminuye de 20,56% en el 2014 a 17,52%, principalmente por la reducción del margen neto y del apalancamiento. La reducción del margen neto está explicada por una caída de 16% de la utilidad neta, debido a un fuerte incremento de gastos operativos; mientras que la reducción del apalancamiento se debe a la amortización de las obligaciones financieras.

Tabla 6. Fórmula de Dupont

Ratios	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15
ROE = Utilidad Neta/Patrimonio	10.04%	12.56%	15.01%	17.27%	20.56%	17.52%
Dupont	10.04%	12.56%	15.01%	17.27%	20.56%	17.52%
Margen Neto = Utilidad Neta/ Ventas	20.46%	22.46%	25.38%	31.77%	32.76%	25.48%
Rotación de activos= Ventas / Activos	25.39%	29.95%	33.60%	31.02%	37.47%	41.68%
Apalancamiento = Activos / Patrimonio	1.93	1.87	1.76	1.75	1.67	1.65

Fuente: Elaboración propia, 2016

Capítulo IV. Valoración de la empresa

1. Fecha de valorización

La fecha de valorización del precio de la acción de Enel Generación Perú es septiembre de 2016.

2. Justificación del método

Para calcular el valor fundamental de la empresa emplearemos dos métodos:

- Flujo de caja descontado (FCD).
- Análisis de múltiplos de empresas comparables.

El FCD busca determinar el valor de la empresa sustentado en la proyección de los flujos de caja que generará en el futuro para, luego descontarlos a una tasa de descuento apropiada, según el riesgo de dichos flujos (Fernández, 2009). La estimación de los flujos se dividirá en dos etapas, la primera considera diez años (periodo 2016-2025) en las que se espera variabilidad en las tasas de crecimiento, producto del vencimiento de contratos e ingreso de nuevos clientes, y una segunda etapa de madurez (a partir del 2026), donde se espera una menor tasa de crecimiento constante que permitiría calcular una perpetuidad. Los flujos a 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.

3. WACC

El costo promedio ponderado de capital (WACC) calculado es de 9,09%, que se emplea para descontar ambas etapas de valorización. En la tabla 7 se muestran las variables empleadas en el cálculo del WACC, para mayor detalle referirse al anexo 17.

Tabla 7. Variables empleadas para el cálculo del WACC

WACC en soles		9,09%
Costo de capital		
Rf: tasa libre de riesgo	2,35%	
Rm - Rf: prima de mercado	2,90%	
β : Beta	0,69	
$Rf + \beta*(Rm-Rf)$	4,35%	
EMBIG Perú	1,89%	
$\sigma A^{(1)}$	0,86%	
$\sigma B^{(2)}$	0,47%	
CRP : prima por riesgo país	3,49%	
Ke: costo de capital en USD	7,84%	
Tasa de impuestos		
T: tasa de impuestos		29,70%
Estructura de capital		
D: deuda		477
E: capital		8.101
D / D+E		5,56%
E / D+E		94,44%
WACC en USD		
7,55%		
Costo de la deuda		
Kd: costo de deuda en USD		3,92%
i EE.UU.: inflación EE.UU.		1,77%
i Perú: inflación Perú		3,23%

Cifras en millones de soles; (1) Desviación mercado de acciones; (2) Desviación mercado de bonos

Fuente: Elaboración propia, 2016.

4. Principales supuestos

Los principales supuestos empleados en la valorización se detallan en los anexos 18, 19, 20, 21, 22, 23 y 24. A continuación se presenta un resumen de ellos:

Tabla 8. Supuestos

Rubro	Supuestos	Resultados
Ingresos por venta de energía (Anexo 19)	<p>(i) Cantidad: se estima un crecimiento de la cantidad vendida de 3% en promedio para el periodo 2015-2025, alineado con los crecimientos presentados en 2012 y 2014 (+3%) que no se vieron afectados por siniestros o vencimientos significativos de contratos, basándose en la tasa de crecimiento de la demanda vegativa de la industria proyectada por el COES (aprox. 5% para el periodo 2015-2025) y en la entrada y salida de clientes en los próximos años de acuerdo con los contratos presentados en los estados financieros auditados y disponibles en OSINERGMIN.</p> <p>(ii) Precio: se estima un crecimiento del precio del 1% en promedio para el periodo 2015-2025, cifra conservadora inferior al crecimiento promedio de 8% presentado en el periodo 2011-2015, considerando el incremento de la participación de clientes libres en la cartera en los próximos años (2015: 39%, 2025: 43%) para los que se establecen tarifas cada vez mas bajas en comparación a los clientes regulados.</p>	Los ingresos por venta de energía presentarán un crecimiento de 4% en promedio para el periodo 2015-2025, inferior al crecimiento promedio del periodo 2011-2015 (+6%), a medida que el crecimiento de precios se desacelera por una mayor participación de clientes libres en la cartera.
Ingresos por venta de potencia (Anexo 19)	<p>(i) Cantidad: se estima que la potencia firme remunerable se mantenga aprox. en 1,661 MW (2016-2021), que se alinea a los niveles presentados en 2012 (1,613 MW) y 2015 (1,639 MW) que no se vieron afectados por siniestros, para posteriormente incrementarse a 1,847 MW (2022-2025) con el inicio de operaciones estimado de un nuevo proyecto energético.</p> <p>(ii) Precio: se estima que las tarifas reguladas presenten un crecimiento del 2% en promedio para el periodo 2015-2025, cifra conservadora inferior al crecimiento promedio de los últimos años (+4% en el periodo 2012-2015) considerando en su cálculo un crecimiento moderado de la compensación por el incremento del margen de reserva sobre la demanda de la industria de 21% a 26% y un tipo de cambio que se estima alcance hasta 3.53 PEN/USD en los próximos años (Proyección BCRP)</p> <p>(iii) Factor de ajuste: se estima que el factor de ajuste que relaciona la recaudación de los ingresos por potencia de la Industria y las compensaciones realizadas por el COES a los generadores se incremente de 0.71 a 0.89 durante el periodo 2015-2025, superior al promedio alcanzado en el periodo 2012-2015 (0.74), considerando un crecimiento de los ingresos recaudados (+9% en el periodo 2015-2025) a mayor ritmo que los ingresos garantizados (+6% en el periodo 2015-2025).</p>	Los ingresos por venta de Potencia presentarán un crecimiento de 5% en promedio para el periodo 2015-2025, superior al crecimiento promedio del periodo 2012-2015 (+2%), influenciado por el crecimiento de la potencia firme remunerable por la entrada estimada de operacion un nuevo proyecto energético y la mayor recaudación de ingresos por Potencia en la Industria en línea con el crecimiento de la máxima potencia demandada en el sistema.

Rubro	Supuestos	Resultados
Ingresos por peaje (Anexo 19)	<p>(i) Cantidad: se estima una reducción de la potencia consumida de -0.03% en promedio para el periodo 2015-2025, inferior a la reducción observada en el periodo 2012-2015 (-5%) que se vio afectada por siniestros y el vencimiento significativo de contratos, considerando el ingreso y salida de clientes en los próximos años de acuerdo con los contratos presentados en los estados financieros auditados y disponibles en OSINERGMIN.</p> <p>(ii) Precio: se estima un crecimiento del precio del 9% en promedio para el periodo 2015-2025, cifra conservadora inferior a las altas tasas de crecimiento del periodo 2012-2015 (+32%) considerando un incremento de los cargos unitarios en el peaje de conexión por los incentivos a la generación con recursos renovables (RER) y en el peaje de transmisión por el incentivo a la construcción de más líneas de transmisión.</p>	Los ingresos por Peaje presentarán un crecimiento de 9% en promedio para el periodo 2015-2025, inferior al crecimiento promedio del periodo 2012-2015 (+25%), considerando una moderación en los incrementos de la tarifa relacionados a cargos unitarios que han incentivado la generación con fuentes renovables, gracias a su mayor eficiencia.
Costo de ventas	Se estima que los márgenes del costo de venta será de 60% respecto al total de ingresos en línea con la estabilidad presentada en los últimos cinco años, no se consideran nuevos siniestros en las centrales que pudieran afectar los resultados de la empresa. Para el 2016, se considera un margen de 70% debido al retiro de la Central Curibamba y a la penalidad por la resolución de contrato con un cliente.	El costo de ventas representará el 70% de los ingresos en el 2016 y 60% durante el periodo 2017-2025.
Capital de trabajo (Anexo 20, 21 y 22)	1. Cuentas por cobrar (Días de cobranza): se estima utilizar los días de cobranza 2015, el cual es el más alto en el periodo 2011-2015, considerando que reflejaría de la mejor forma el incremento de la participación de clientes libres en la cartera de la empresa los cuales presentan condiciones crediticias más favorables a los clientes regulados.	La política de días de cobranza será de 43 días
	2. Cuentas por pagar (Días de pago): se estima utilizar los días de pago 2015 relacionado con una estructura que considera mayores compras de energía en el mercado SPOT. No incluye las cuentas relacionadas al contrato de mantenimiento con Siemens y con proveedores de obras en curso.	La política de días de pago será de 36 días
	3. Inventario (Días de Inventario): se estima utilizar los días de inventario 2015 considerando que los contratos de mantenimiento (rubro más relevante) para el nuevo proyecto energético mantendrán las condiciones actuales.	La política de días de inventario será de 25 días
CAPEX (Anexo 23)	<p>1. Capex de Mantenimiento: se estima que las inversiones en mantenimiento representarán el 1% de los costos totales de AF alineados a las inversiones realizadas en años donde no se presentaron siniestros (periodo 2010-2011). Se asume que no ocurrirán nuevos siniestros.</p> <p>2. Capex de Inversión: se estima que las inversiones para la construcción de un nuevo proyecto energético representaran el 3% en promedio (Periodo 2017-2021) de los costos totales de AF, entrando en operaciones al cierre del 2021. Posteriormente se consideran inversiones del 2% de los costos totales de AF para el desarrollo de nuevos proyectos. Adicionalmente se considera la construcción de la central Huampaní (S/ 3 MM) en el 2018. El Capex sera financiado con una estructura de 65% deuda y 35% capital (proveniente de la caja generada) en línea con proyectos similares observados.</p> <p>3. Depreciación: los activos mantendrán el método de depreciación en línea recta.</p>	El Capex será de 1% (2016) y 3% (Periodo 2017 - 2025) del costo total de los AF.
Deuda (Anexo 24)	Se considera la amortización del saldo de las obligaciones de acuerdo a calendarios de pago con cuotas constantes, empleando las condiciones financieras establecidas para cada financiamiento (tasas y vencimientos). Se asume la emisión de bonos por S/ 895 millones de soles en el periodo 2017-2021 para financiar el nuevo proyecto energético.	Deuda financiera: desde S/ 630 millones (2015) hasta S/ 752 millones (2025)
Patrimonio	1. El capital social: no se estiman nuevos aportes de capital tras los incrementos realizados durante el 2016 por la capitalización de reservas y utilidades.	Capital social: S/ 2,546 MM N° acciones: 2,893,136,765
	2. Política de reserva legal se considera la constitución del 10% de la utilidad neta correspondiente a la parte no controladora como reserva legal.	Reserva legal será del 10% de la utilidad neta
	3. La política de reparto de dividendos considera el retorno a la política de reparto de dividendos hasta 100% de la utilidad de libre disposición, empleando el reparto efectivo realizado en el 2015, debido a que la generación de caja es suficiente para financiar los aportes que se destinarán a la ejecución del nuevo proyecto energético.	Política de dividendos será de 88% de la utilidad de libre disposición
Tasa de impuestos	Se considera la reducción del impuesto a la renta promulgado en el 2014.	2016: 28% 2017-2018: 27% 2019 en adelante: 26%

Fuente: Elaboración propia, 2016.

5. Flujo de caja libre para la firma (FCFF)

La proyección del FCFF se dividirá en dos etapas, la primera considera la proyección de los flujos generados en los siguientes 10 años (2016- 2025) y la segunda considera el crecimiento continuo del negocio (perpetuidad).

Tabla 9. Proyección del FCFF (en miles de soles)

Free Cash Flow	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
EBIT	680,047	545,110	806,373	868,874	899,470	935,091	961,734	999,085	1,023,936	1,059,918	1,105,541	
Impuestos (t)	190,413	152,631	217,721	234,596	233,862	243,124	250,051	259,762	266,223	275,579	287,441	
EBIT * (1 - t)	489,634	392,479	588,653	634,278	665,608	691,967	711,683	739,323	757,712	784,340	818,100	
+ Depreciación	221,332	224,266	226,098	227,728	229,266	230,799	270,286	276,812	283,360	289,939	296,557	
+ Amortización	2,908	3,091	3,246	3,401	3,556	3,711	3,866	4,021	4,176	4,331	4,486	
Activos corrientes (sin caja)	477,820	354,090	378,104	405,332	418,550	433,943	445,533	461,567	472,282	487,769	507,272	
Pasivos corrientes (sin oblig. Financ.)	342,017	339,121	355,607	371,040	383,336	397,738	421,710	433,541	444,503	457,971	468,021	
- Variación de capital de trabajo (*)	-111,936	120,834	-7,528	-11,795	-922	-992	12,381	-4,202	247	-2,020	-9,453	
- Capex	-121,316	-66,623	-303,432	-279,703	-439,334	-90,766	-444,434	-315,698	-317,234	-318,776	-320,324	
Free Cash Flow to the Firm	480,622	674,049	507,037	573,910	458,175	834,719	553,783	700,257	728,262	757,814	789,367	806,423
Crecimiento FCFF	-12%	40%	-25%	13%	-20%	82%	-34%	26%	4%	4%	4%	2%

(*) Se estiman incrementos en el capital de trabajo por el crecimiento de las cuentas por cobrar que serán financiados con caja en los próximos años, a excepción de los periodos 2021 y 2023 en los que se presenta una desaceleración del crecimiento de los ingresos y cuentas por cobrar por el vencimiento de contratos.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Para calcular el valor residual, se considera la tasa de crecimiento constante (g) igual a 2,2%, la cual se calcula multiplicando el ROE por el ratio de retención (1 – payout ratio). Se asume que la política de reparto de dividendos retornaría a niveles históricos elevados de 88% (cifra 2015) tanto para el periodo de proyección de 10 años como para la perpetuidad, debido a que aun considerando el retorno a la política histórica, la empresa contaría con la suficiente generación de caja para financiar sus aportes para la ejecución de nuevos proyectos energéticos. Como resultado se obtiene que el valor residual descontado representaría el 58% del valor de la firma.

El precio de la acción calculado descontando el FCFF con la tasa de descuento WACC es de S/ 3,07, este valor fundamental obtenido se encuentra por encima del valor de mercado de S/ 2,8 reflejado en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) para septiembre de 2016; por lo tanto, se recomienda comprar acciones de la empresa Enel Generación Perú por encontrarse subvaluadas.

Tabla 10. Cálculo del precio de la acción

Valor terminal	
WACC valor terminal	9,09%
Tasa de crecimiento (g)	2,2%
Valor Residual FCFF	11.637.934
Valor Residual Descontado FCFF	5.204.334
Valor de la Firma	
WACC	9,09%
Valor Descontado FCFF	3.839.523
Valor Residual Descontado FCFF	5.204.334
Valor de la Firma	9.043.858

Valor Patrimonial	
Valor de la firma	9.043.858
Caja	311.647
Valor de mercado de Deuda	476.943
Valor Patrimonial	8.878.562
Valor Fundamental	
Valor Patrimonial	8.878.562
Número de acciones	2.893.136.765
Valor Fundamental	3,07
Valor de mercado	2,80

Fuente: Elaboración propia, 2016

El valor fundamental de la acción calculado en la presente valorización (S/ 3,07) se encuentra alineado a los últimos precios y recomendaciones publicadas por las diferentes sociedades agente de bolsa (SAB); así mismo, se encuentra dentro del rango de precios calculado mediante el método de múltiplos de empresas comparables (indicadores PER y EV/EBITDA) que se detalla en el anexo 25. En la tabla 11 se muestra el comparativo de precios de la acción y recomendaciones calculado a través de diferentes métodos descritos.

Tabla 11. Resumen de precios de la acción Enel y recomendación

Fuente	Fecha	Precio	Recomendación
Credicorp Capital	21/11/2016	3,75	Retener
Inteligo SAB	16/11/2016	2,95	Comprar
Kallpa Securities SAB	20/10/2016	3,57	Comprar
Múltiplos	30/09/2016	3,06 - 3,43	Comprar
Valorización	30/09/2016	3,07	Comprar

Fuente: Bloomberg

6. Análisis de riesgos

Sensibilidad

Se sensibilizó la tasa de crecimiento constante (g) y la tasa de descuento WACC, considerando los valores detallados en la tabla 12. Como resultado de esta sensibilización se mantiene la recomendación de comprar la acción de Enel Generación Perú, dado que el valor fundamental es superior en todos los casos al valor de mercado de la acción (S/ 2,80), excepto a los valores obtenidos empleando un WACC (10,43%) máximo en la cual se recomienda vender la acción.

Tabla 12. Sensibilidad de tasa de crecimiento y tasa de descuento

	Máximo	Mínimo
g	- ROE máximo del periodo 2016-2025 (21%)	- ROE mínimo del periodo 2016-2025 (13,5%)
WACC	- Beta apalancado máximo de las 4 fuentes de cálculo evaluadas (0,75 - Regresión) - Prima por riesgo de mercado máximo (4,54% - Periodo 1928-2015)	- Beta apalancado mínimo de las 4 fuentes de cálculo evaluadas (0,62 - Empresas comparables) - Prima por riesgo de mercado mínimo (2,53% - Periodo 2006-2015)

WACC \ g	8,67%	9,09%	10,43%
1,7%	3,14	2,95	2,46
2,2%	3,29	3,07	2,55
2,6%	3,43	3,2	2,62

WACC \ g	8,67%	9,09%	10,43%
1,7%	Comprar	Comprar	Vender
2,2%	Comprar	Comprar	Vender
2,6%	Comprar	Comprar	Vender

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Escenarios

Se considera un escenario pesimista en el que la empresa presenta una reducción de su participación de mercado en la industria, en términos de cantidad de energía, debido a la alta competencia que enfrentará el sector en los próximos años, de acuerdo con lo comentado en la evaluación del sector a través de las fuerzas de Porter y el análisis FODA y riesgos de la empresa. En este sentido, se considera una reducción de la participación de mercado de entre 0,5% y 1% durante el periodo 2016-2025, lo que reduce a su vez la cantidad de energía vendida y, por ende, la proyección de los ingresos.

El valor fundamental de S/ 2,801 obtenido en este escenario se encuentra por encima del valor de mercado de la acción de S/ 2,8 a septiembre 2016, manteniéndose la recomendación de comprar.

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

- La empresa cuenta con el respaldo del Grupo Enel, grupo líder a nivel mundial en el sector energético. Se destaca la diversificación en sus fuentes de producción (hidroeléctrica y termoeléctrica) y cartera de clientes (regulados y libres). Se espera se retorne a la política de dividendos del 2015 (hasta 100% de las utilidades de libre disposición), considerando la importante generación de caja de la empresa.
- El sector de generación eléctrica al que pertenece la empresa presenta una alta competencia, con un crecimiento sostenido de la capacidad de potencia y la generación de energía, a niveles superiores al crecimiento del PBI nacional, que han generado una sobreoferta en el mercado, que permite contar con un margen de reserva para afrontar un crecimiento de la demanda. El sector presenta una regulación que fomenta la participación de la inversión privada en el que se viene registrando un crecimiento sostenido en las tarifas. En este contexto, Enel ejerce una posición de liderazgo a nivel nacional.
- La empresa presenta adecuados indicadores financieros, con una elevada rentabilidad, un bajo apalancamiento en el que se destaca la reducción en los niveles de deuda, ligeros déficits de liquidez ocasionados por el repago adelantado de obligaciones financieras y mejoras en los indicadores de gestión, gracias a la normalización del periodo medio de pagos tras los siniestros ocurridos en los últimos años.
- Se espera un crecimiento de los ingresos en los próximos años, lo que permitiría generar un mayor *Free Cash Flow*, el cual cubrirá las nuevas inversiones. Esto nos permite tener como resultado un valor de la firma de S/ 9.043 MM (empleando una tasa de crecimiento perpetua de 2,2%) que se refleja en un precio de la acción estimado de S/ 3,07, el cual se encuentra dentro del rango calculado mediante múltiplos (S/ 3,06 - S/ 3,43), y comparable con los valores calculados por sociedades agentes de bolsa (S/ 2,95 – S /3,75).

2. Recomendaciones

Basados en la valorización obtenida en el presente documento, se recomienda al inversionista COMPRAR la acción de Enel Generación Perú, dado que se espera que la cotización del mercado de S/ 2,80 (30 de septiembre de 2016) se incremente a niveles del valor fundamental de S/ 3,07.

Bibliografía

Apoyo y Asociados. (2015). “Informe Trimestral Edegel S.A.A. (Edegel) a diciembre 2015”. En: <http://www.aai.com.pe>. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: http://www.aai.com.pe/files/instituciones_no_financieras/edegel/cu/edegel_mar15_cu.pdf.

Banco Central de Reserva del Perú (BCRP). (2016). Reporte de Inflación. Septiembre 2016. Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2016-2018. Lima: BCRP. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2016/setiembre/reportes-de-inflacion-setiembre-2016.pdf>.

COES (2016a). “Procedimientos Técnicos”. En: COES. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Técnicos>.

COES (2016b). “Estudios de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema”. En: <http://www.coes.org.pe/>. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/MargenReserva/>.

Dammert, Alfredo; García Carpio, Raúl; Molinelli, Fiorella. (2013). “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”. En: www.osinergmin.gob.pe. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Regulacion_Supervision_del_Sector%20Electrico.pdf

Enel Generación Perú. (2016a). Estados Financieros consolidados al 31 de diciembre 2011, 31 de diciembre 2012, 31 de diciembre 2013, 31 de diciembre 2014, 31 de diciembre 2015, 30 de septiembre de 2015 y 30 de septiembre de 2016. En: BVL [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: www.bvl.com.pe/inf_financiera70051_RU5HRVBFQzE.html.

Enel Generación Perú. (2016b). Memoria Ejercicio 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015. En: www.bvl.com.pe. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: http://www.bvl.com.pe/inf_corporativa70051_RU5HRVBFQzE.html.

Enel Generación Perú. (2016c). Informe de Gerencia. Tercer Trimestre 2015 y 2016. En: www.bvl.com.pe. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: http://www.bvl.com.pe/inf_corporativa70051_RU5HRVBFQzE.html.

Enel Generación Perú. (2016d). Prospecto marco primer, segundo, tercer, cuarto y quinto programa de bonos corporativos de Edegel. En: SMV. [En línea]. Fecha de consulta:

30/11/2016. Disponible en: www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/Prospecto%20Marco_Edegel.pdf.

Equilibrium. (2013). “Análisis del Sector Eléctrico Peruano”. En: www.equilibrium.com.pe/. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: <http://www.equilibrium.com.pe/sectorialelectrjun13.pdf>

Fernández, Pablo; Stok, José; Arbulú, Jorge (2009). “Finanzas para Directivos”. España: Ediciones Universidad de Navarra.

Maximixe. (2016). “Riesgos de Mercado Electricidad”. [Presentación en PPT]. Julio 2016.

Mendiola, Alfredo; Aguirre, Carlos; Aguilar, Oscar; Castillo, Suzete; Giglio, Gerard; Maldonado Walter. (2012). “Proyectos de generación eléctrica en el Perú ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?”. En: ESAN [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: www.esan.edu.pe/publicaciones/2012/11/15/proyecto_generacion_electrica.pdf.

MINEM. (2015). “Evolución de indicadores del Sector Eléctrico 1995-2015”. En: <http://www.minem.gob.pe>. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=517.

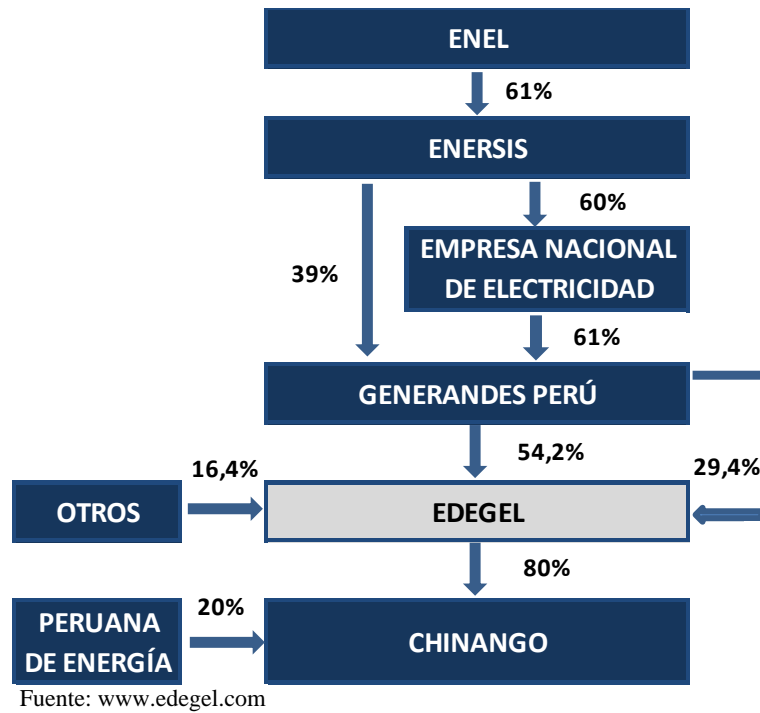
OSINERGMIN. (2015). “Anuario Estadístico 2015”. En: OSINERG. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: <http://srvgart07.osinerg.gob.pe/Publicaciones/PanelPublicaciones.aspx?Tema=GART&Despliegue=T>.

Pacific Credit Rating. (2016). “ENEL Generación Perú S.A.A. (Antes EDEGEL S.A.A. Y Subsidiaria)”. En: <http://www.ratingspcr.com>. [En línea]. Fecha de consulta: 30/11/2016. Disponible en: http://www.ratingspcr.com/uploads/2/5/8/5/25856651/egp-201606-fin-accobc_v01_1.pdf

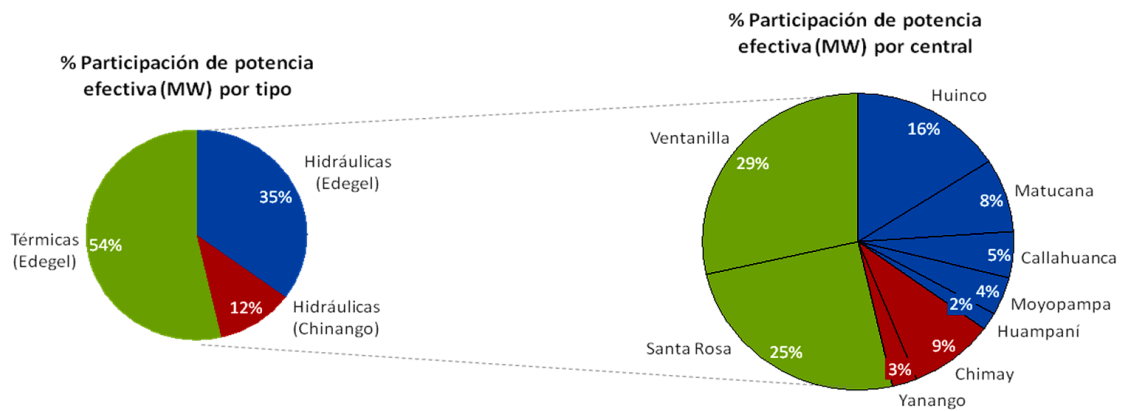
Pinto, Jerald; Henry, Elaine; Robinson, Thomas; Stowe, John (2010). “Equity Asset Valuation” Estados Unidos: John Wiley & Sons, LTDA.

Anexos

Anexo 1. Estructura organizativa Grupo Enel



Anexo 2. Participación de potencia efectiva por central y tipo



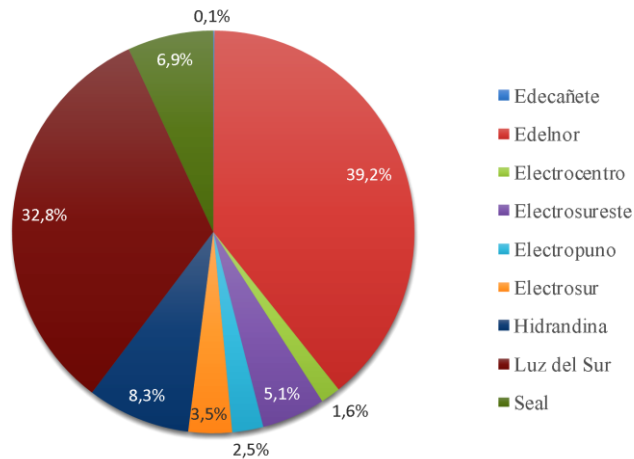
Fuente: Elaboración propia, 2016.

Anexo 3. Listado de proveedores

N.º	PROVEEDOR	Importe ('000 USD)	%
1	Siemens S.A.C.	8,69	29,7%
2	Siemens Energy, INC	5,99	20,5%
3	Skanska del Perú S.A.	5,98	20,4%
4	Reivax S.A. Automacao e Controle	2,45	8,4%
5	Yikanomi Contratistas Generales S.A.	2,03	6,9%
6	Servisios Generales Hidráulicos	1,16	4,0%
7	DIM Perú S.R.L.	0,94	3,2%
8	Securitas S.A.C.	0,85	2,9%
9	Cementos Pacasmayo S.A.A.	0,69	2,4%
10	Cobra Perú S.A.	0,51	1,7%
TOTAL		29,29	100%

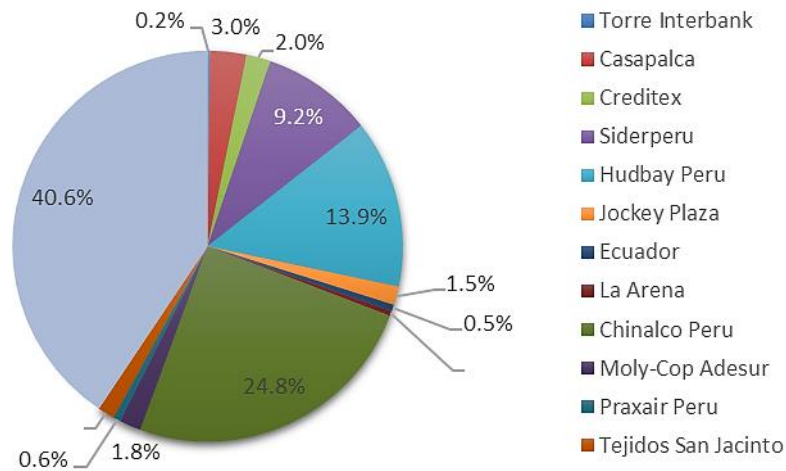
Fuente: Memoria anual 2015 Enel - Elaboración propia, 2016.

Anexo 4. Consumo de energía (GWh) - clientes regulados 2015



Fuente: Memoria Enel, 2015.

Anexo 5. Consumo de energía (GWh) - clientes libres 2015



Fuente: Memoria Enel, 2015.

Anexo 6. Inversiones

El detalle de las inversiones realizadas durante el 2015 se resume en el siguiente cuadro.

Tipo de Central	Proyecto	Inversión (USD '000)	Alcance
Hidroeléctrica	Reparaciones de infraestructura civil hidráulica	1.400	<ul style="list-style-type: none"> Reparación de grietas y rajaduras en los canales de Antashupa, Marcapomacocha y el canal Huampaní, con el fin de mejorar las instalaciones y eliminar las pérdidas de agua que se reducen la capacidad de generación de energía eléctrica.
	Construcción de muros y techados del canal Huampaní	1.300	<ul style="list-style-type: none"> Construcción de muros de contención, soleras y techado del canal Huampaní, a fin de brindar estabilidad a taludes y asegurar la capacidad de conducción de agua. Construcción del margen derecho del canal con muros de concreto armado en la zona de Santa María y Yanacoto, techado del canal en la zona de Santa María.
	Cambio y mantenimientos mayores en turbinas Francis	3.800	<ul style="list-style-type: none"> Cambios de turbinas con modelos más eficientes y rehabilitación de las turbinas Francis, debido al desgaste por operación excesiva y por los sedimentos del agua. Rehabilitación de turbina Francis, debido al desgaste generado por los sedimentos del agua. Cambio de turbina Grupo 1 en Chimay
	Acciones de prevención del fenómeno El Niño	840	Implementación de acciones preventivas para mitigar los riesgos en las instalaciones y poblaciones aledañas en Callahuanca y Huampaní debido al fenómeno del niño.
	Cambio de transformador 220/60/10 KV en Central Callahuanca	900	Cambio de transformador con el fin de mantener la continuidad del servicio de generación eléctrica de manera óptima.
Termoeléctrica	Inspección media de la turbina a vapor de la Central Ventanilla	ND	Mantenimiento de cuatro válvulas de control de turbina de vapor, el cambiador de actuadores hidráulicos y mantenimiento de válvulas y bombas.
	Mantenimiento mayor y LTE TG-3 en la Central Ventanilla	ND	Mantenimiento de la turbina Siemens TG3 de 155 MW con la finalidad de extender la vida útil de la turbina a 100.000 h adicionales. Mantenimiento de las calderas HRS11, las chimeneas, la junta de expansión, transformador principal y otros equipos.
	Actualización del sistema de control TG-3 en la Central Ventanilla	ND	Cambio del sistema de control de la unidad TG3 a fin de contar con un sistema estandarizado y de arquitectura abierta.
	Inspección de turbinas libres TG-6 A y B UTI de la Central Santa Rosa	ND	Inspección preventiva de las turbinas libres incrementando así la confiabilidad para operar por períodos más prolongados y reducción de gastos de mantenimiento preventivo y correctivo.
	Reparación de chimenea TG-8 de la Central Santa Rosa	ND	Mantenimiento de la chimenea TG-8 debido al desgaste de los silenciadores corrigiendo daños identificados y reparación preventiva de zonas críticas.

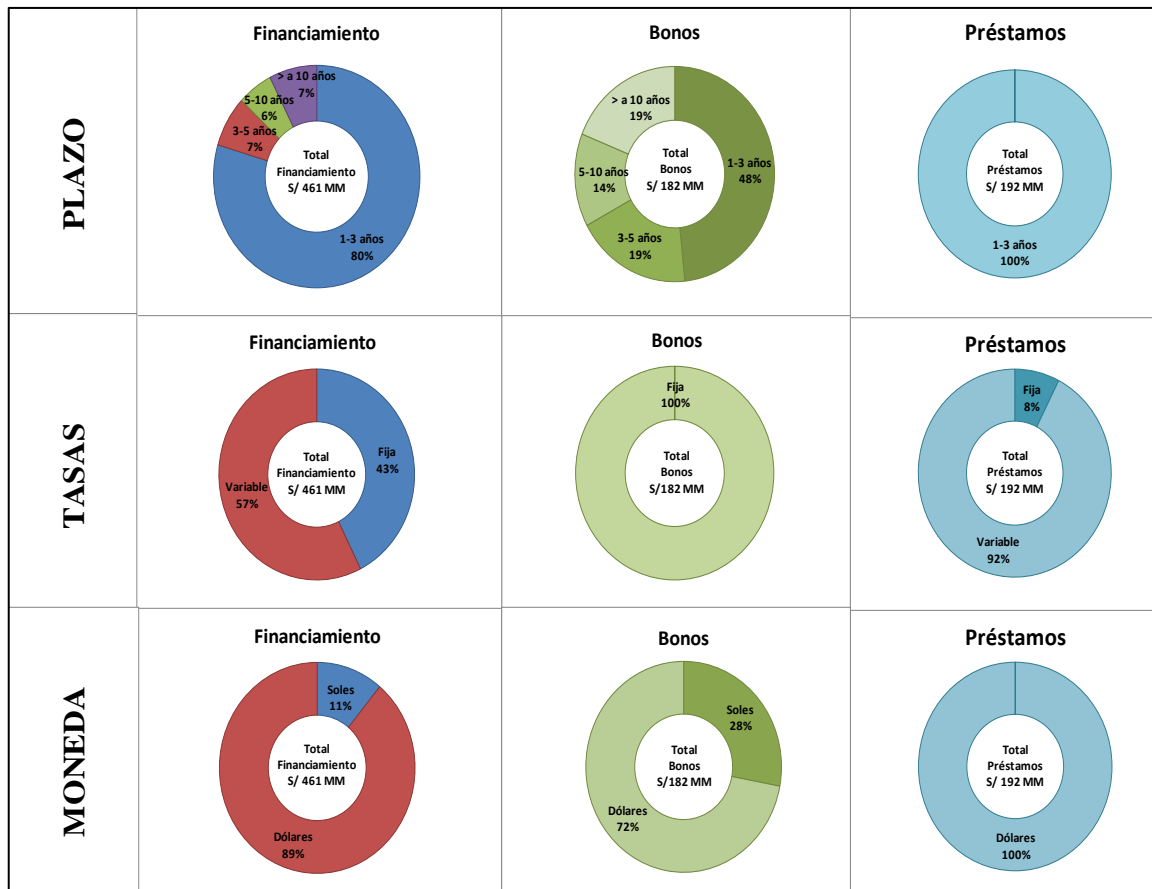
Fuente: Memoria anual 2015 Enel - Elaboración propia, 2016.

Anexo 7. Financiamiento

El financiamiento de la empresa se encuentra distribuido entre préstamos bancarios (42%), bonos corporativos (39%), y arrendamiento financiero (19%).

Los bonos corporativos corresponden al 3.º y 4.º programa de emisión realizados en el mercado local, y presentan un saldo de S/ 181,88 millones a diciembre de 2015, equivalente a USD 53,45 millones (Tipo de cambio 3,403 al 30 de septiembre de 2016). Las emisiones se han realizado, principalmente, en moneda extranjera (USD: 72%) con tasas de interés fijas anuales entre 5,78 y 7,78% y plazos de vencimiento que van de 1 a 12 años. Asimismo, la empresa tiene la opción de recurrir a financiamiento adicional gracias a que mantiene registrado en la SMV un 5.º programa de bonos por hasta USD 350 MM con una vigencia hasta el 2017, del cual aún no se realizan emisiones. El destino de estos fondos ha sido, principalmente, el financiamiento de las inversiones y la mejora del perfil de deuda de la empresa, a través de la extensión del plazo promedio de su financiamiento.

Los préstamos bancarios se han pactado íntegramente en moneda extranjera (USD: 100%) y especialmente con bancos internacionales (52%) presentando un saldo de S/ 191,64 millones a septiembre de 2016. Dichos financiamientos presentan tasas de interés variables (92%), indexadas a la tasa LIBOR, con un *spread* de 73 a 275 pbs y plazos de vencimiento que van de 1 a 3 años. El destino de estos fondos ha sido principalmente la cancelación de obligaciones financieras (bonos y préstamos) y el financiamiento de su capital de trabajo.



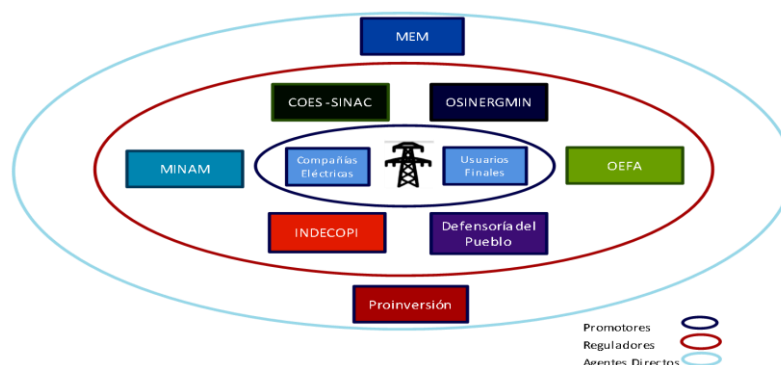
Fuente: Elaboración propia, 2016.

Anexo 8. Normas regulatorias

Normas	Concepto
Ley de Concesiones Eléctricas	De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley 25844, el sector eléctrico está dividido en tres grandes subsectores, cada uno de los cuales comprende una actividad distinta: generación, transmisión y distribución de electricidad.
Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832)	Tiene como uno de sus principales objetivos asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento, así como adoptar medidas para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación.
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN	Tiene por finalidad regular, supervisar y fiscalizar las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, teniendo entre sus funciones la de velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario, fiscalizar y/o supervisar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios y de las disposiciones legales y normas técnicas vigentes, incluyendo las relacionadas con la protección y conservación del medioambiente.
Normas para la Conservación del Medioambiente	El Estado diseña y aplica las políticas, normas, instrumentos, incentivos y sanciones necesarias para la adecuada conservación del medioambiente y del patrimonio cultural de la Nación, además de velar por el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y de las actividades de hidrocarburos.
Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	Contempla las tolerancias y procedimientos de medición de los indicadores de calidad que deben ser considerados, disponiendo su observancia por parte de las empresas eléctricas y la forma de cálculo de las compensaciones ante transgresiones de los referidos indicadores, correspondiendo al COES SINAC la asignación de responsabilidad y cálculo de los resarcimientos conforme al mandato de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
Ley Antimonopolio y Antioigopolio en el Sector Eléctrico	Establece que las concentraciones verticales mayores al 5% u horizontales mayores al 15%, que se produzcan en las empresas que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberán sujetarse a un procedimiento de autorización previo, a fin de evitar concentraciones que puedan afectar la competencia en el mercado eléctrico.
Régimen que Asegura el Abastecimiento de Energía Eléctrica al SEIN	A partir del año 2004 se fueron venciendo algunos contratos de suministro de energía a empresas distribuidoras, los cuales no se renovaron ni adjudicaron a un nuevo suministrador, originando que los retiros de energía y potencia efectuados por las empresas distribuidoras para atender el mercado regulado, fueran asignados por el COES a los generadores del SEIN en función de diversos criterios a lo largo del tiempo.
Reglamentación del Mercado de Corto Plazo	Establece que dicho mercado debía entrar en vigencia a partir del 01 de enero de 2014; sin embargo, debido a que el MINEM está elaborando una propuesta de modificación de dicho reglamento, mediante el Decreto Supremo 032-2012-EM publicado el 30 de agosto de 2012, se postergó hasta enero de 2016 el inicio de la vigencia de dicho mercado, suspendiéndose lo actuado en cuanto a la aprobación de los procedimientos técnicos del COES necesarios para efectivizar su operación.
Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y del Fondo de Inclusión Social Energético	El SISE debe estar constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas como estratégicas por el Estado, para el aseguramiento del abastecimiento de combustibles al país, el cual será remunerado mediante un cargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural. FISE debe ser utilizado para masificar el uso de gas natural a nivel residencial y vehicular en sectores vulnerables y para compensar el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética, así como para la compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables urbanos y rurales.
Medidas Transitorias relacionadas con la Remuneración por Potencia	Estableció disposiciones transitorias relacionadas a la remuneración de potencia firme de las unidades termoelectricas. Se estableció que una central termoelectrica a gas natural cumple con garantizar transporte de gas natural si la capacidad contratada firme le permite operar a potencia efectiva durante las horas punta.
Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del SEIN	La norma aprobada adoptó una nueva estratificación de la información de señales y estados del sistema de potencia remitidos en tiempo real al coordinador del sistema, basada en el criterio de nivel de tensión, a fin de ponderar aquella información que tiene mayor relevancia para la coordinación de la operación del SEIN en tiempo real.
Masificación del Gas Natural	A través de esta Ley se estableció la transferencia de S/ 200 millones de OSINERGMIN al FISE, se facultó a las empresas estatales de distribución eléctrica la ejecución de programas de masificación de gas natural, incluyendo la distribución de gas natural en sus zonas de concesión, debiendo el Ministerio de Energía y Minas en un plazo máximo de 3 años de iniciada la distribución de gas, comenzar el proceso de promoción de la inversión privada para el otorgamiento de la concesión de distribución de gas. Asimismo, se autorizó a los gobiernos locales y regionales la transferencia de recursos provenientes del canon a las referidas empresas estatales de distribución eléctrica.
Seguridad Energética y Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País	Dicha Ley declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética, la obtención y transporte del etano al sur del país y la construcción de ductos regionales en las regiones de Huancavelica, Junín y Ayacucho, desde el gasoducto existente. Asimismo, a través de esta Ley se dictaron disposiciones complementarias destinadas a agilizar y simplificar las gestiones administrativas relacionadas con la obtención de permisos y autorizaciones.
Mecanismo para la atención de Emergencias por Interrupción del Suministro de Gas Natural	Mediante el Decreto Supremo 050-2012-EM publicado el 31 de diciembre de 2012, se estableció un mecanismo para la atención de emergencias que pongan en riesgo la continuidad del suministro de gas natural el cual se activará en situaciones de emergencia que escapen del control del productor y/o concesionarios de transporte y/o distribución y afecten total o parcialmente las actividades de gas natural y/o líquidos de gas natural.
La Política Energética y Plan de Acceso Universal a la Energía	Con la finalidad de contar con un suministro energético confiable, eficiente, autosuficiente, de precios razonables, de menor impacto ambiental posible, y poco expuesto al incremento y volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, el gobierno peruano consideró necesario establecer una política de estado en el campo energético a fin de que el requerimiento de energía que acompaña todo crecimiento económico pueda estar garantizado en el mediano y largo plazo.
Aporte por Regulación	Dichos aportes son obtenidos como resultado de aplicar los porcentaje establecidos a la facturación mensual, que correspondan a las operaciones con terceros relacionadas directamente con la actividad normada, regulada, supervisada o fiscalizada, deducido e impuesto general a las ventas y el impuesto de promoción municipal.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Anexo 9. Participantes del sector



Fuente: Maximixe

Anexo 10. Entorno del sector

	2011	2012	2013	2014	2015	Prom 2010 - 2015
Indicadores del entorno (var %)						
PBI	6,45	5,95	5,85	2,38	3,34	4,47
Inflación	3,37	3,66	2,81	3,25	3,55	3,31
Tipo de cambio promedio (PEN/USD)	2,754	2,638	2,702	2,839	3,185	
Indicadores del entorno (var %)						
PBI Electricidad y Agua	7,6	5,8	5,5	4,9	6,2	5,94
Población	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,10
Generación eléctrica (miles de GWh)	35,2	37,3	39,7	41,8	44,5	39,0
Var. %	-0,8	6,0	6,3	5,4	6,5	5,3
De origen hidráulico	20,4	20,8	21,1	21,0	22,5	21,0
Var. %	1,8	2,2	1,3	-0,6	7,1	2,1
De origen térmico	14,8	16,4	18,3	20,3	21,3	17,8
Var. %	-4,2	10,8	11,8	10,9	4,9	9,0
Ventas de electricidad a cliente final (miles de GWh)	31,8	33,6	35,6	37,3	39,7	34,6
Var. %	7,5	5,8	5,9	4,8	6,5	6,6
Clientes libres	13,9	14,7	15,8	16,5	18,1	15,4
Var. %	5,8	5,4	7,8	4,4	9,9	7,2
Clientes regulados	17,9	19,0	19,9	20,8	21,6	19,3
Var. %	8,9	6,0	5,0	4,5	3,7	6,0

Fuente: MINEM, BCRP, COES, INEI

Anexo 11. Análisis de la competencia del sector – fuerzas competitivas de Porter

La estructura del sector y los impulsores subyacentes que determinan la rentabilidad en ella, se analizan a través de las cinco fuerzas de Porter, encontrándose lo siguiente:

- *Amenaza de nuevos entrantes:* existiría una amenaza alta de nuevos entrantes considerando que no existen barreras de entrada significativas al sector, ni se toman represalias contra ellos.
- *Poder de negociación de los proveedores:* los proveedores de insumos y tecnología (construcción, operación, mantenimiento) presentarían un alto poder de negociación en el sector de generación eléctrica.
- *Poder de los compradores:* los compradores, clientes libres y regulados, presentan un poder alto para capturar más valor en las transacciones con las empresas de generación eléctrica, dado que los productos en el sector no tienen diferenciación ni se incurren en costos adicionales al cambiar de proveedor.

- *Amenaza de productos o servicios sustitutos*: si bien no se tienen sustitutos importantes para la generación eléctrica, entre las fuentes de generación, un sustituto que va cobrando relevancia son los recursos energéticos renovables (RER). Si se llegara a mejorar la eficiencia en la generación RER podría significar una amenaza alta en el sector, considerando el apoyo del Estado a la diversificación de la matriz energética.
- *Rivalidad entre los competidores existentes*: los competidores existentes presentan una alta rivalidad considerando su participación en el mercado y la diversificación de sus fuentes de producción.

Amenaza de entrada nuevos competidores		Amenaza	Comentarios
Barreras de entrada	Economías de escala por el lado de la oferta	Alta	Rápido agotamiento de las economías de escala debido a que el costo medio mínimo de producción se alcanza rápidamente. Las economías de escala son pequeñas respecto a la demanda del mercado.
	Beneficios de escala por el lado de la demanda	Alta	La demanda se satisface en función de la eficiencia de los participantes en el mercado. No hay predisposición por un proveedor en especial.
	Costos para los clientes por cambiar de proveedor	Alta	El cambio de proveedor no genera costos adicionales para los clientes interconectados al SEIN. En Sistemas Aislados se podrían generar costos adicionales.
	Requisitos de capital	Baja	Los montos de inversión para la construcción de centrales son altos y no tienen un uso alternativo al momento de su disposición.
	Ventajas de los actores establecidos independientemente del tamaño	Media	Si bien la tecnología y los insumos necesarios para la generación (agua y gas) se encuentran al alcance de todos los competidores, en el futuro podrían existir algunas restricciones principalmente relacionadas con los insumos (gas: contratos de abastecimiento).
	Acceso desigual a canales de distribución	Alta	Los generadores tienen libre acceso a las redes de transmisión y distribución, realizando el pago del peaje correspondiente.
	Políticas gubernamentales	Alta	Se ha fomentado en los últimos años el desarrollo de centrales térmicas por el acceso a gas barato, limitando la generación hidroeléctrica. Asimismo se está fomentando el acceso a generación RER.
Represalias	Respuesta enérgica a entrantes anteriores	Alta	No se han generado represalias contra nuevos competidores en el pasado
	Competidores actuales tienen recursos para defenderse	Alta	Si cuentan con recursos pero no se aplican
	Reducción de precio por parte de competidores actuales	Alta	Los precios reflejan los costos marginales de producción
	Crecimiento lento del sector, nuevos deben quitar espacio a actuales	Alta	Si bien existe una sobreoferta, la demanda presenta un crecimiento y se espera que siga creciendo en los próximos años por el desarrollo de proyectos a nivel nacional

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Poder de negociación de los proveedores	Poder	Comentarios
Mayor concentración que el sector al cual provee	Alto	Insumos: el gas proviene principalmente de camisea. Es explotado por un consorcio liderado por Pluspetrol y distribuido por TGP. Tecnología: la construcción de las centrales, la adquisición de maquinarias y la operación y mantenimiento se realizan a través de contratos con empresas de gran envergadura y experiencia en el sector.
Ingresos que no dependen fuertemente del sector	Medio	Insumos: el principal destino del gas de camisea es a las empresas de generación y distribución de energía. Tecnología: las empresas encargadas de la construcción no son especializadas en dichas infraestructuras, están más diversificadas.
Participantes deben asumir costos por cambiar de proveedor	Bajo	Insumos: la operación del sistema de transporte por ductos del gas de Camisea está a cargo de TGP por lo que es el principal proveedor. Tecnología: los participantes deberán incurrir en gastos para realizar la contratación de un nuevo proveedor.
Proveedor con productos diferenciados	Bajo	No existe diferenciación de insumos, tecnología
Substitutos a lo que se provee	Medio	A futuro se espera una mayor participación de la generación RER
Amenaza que proveedor entre a participar en el sector	Alto	Insumos: Pluspetrol no tiene participación en el sector de generación, sin embargo en otros países (Argentina) si está presente. Tecnología: muchos proveedores son también Sponsor de las empresas que participan en el sector.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Poder de los compradores	Poder	Comentarios
Pocos compradores o compran en gran volumen	Bajo	Existen muchos clientes regulados que presentan un consumo bajo de energía, y pocos clientes libres con un mayor consumo de energía. En el mercado la energía se destina principalmente a clientes regulados.
Productos sin diferenciación	Alto	No existe diferenciación del producto por lo que los compradores no tienen preferencia.
Bajos costos por cambiar de proveedor	Alto	Al estar interconectado principalmente a través del SEIN no tienen costos por cambiar de proveedor.
Compradores amenazan con entrar a participar en el sector	Bajo	No se presentan amenazas relevantes, dado los altos montos requeridos para la construcción de centrales.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Amenaza de los sustitutos	Amenaza	Comentarios
Atractivo <i>trade-off</i> de precio y desempeño respecto a producto del sector	Media	La generación RER aún no presenta la eficiencia necesaria para competir con la generación hidráulica y térmica, sin embargo el estado apoya este tipo de generación con la finalidad de diversificar la matriz energética
Costos bajos para el comprador por cambiar hacia el sustituto	Alta	El cambio de la generación hidráulica o térmica por generación RER no implicaría costos adicionales para comprador

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Rivalidad entre competidores existentes	Rivalidad	Comentarios
Competidores, con igual tamaño y relevancia	Alta	Los principales participantes están diversificados con centrales hidráulicas y térmicas que les permiten tener una presencia significativa en el mercado
Crecimiento lento del sector	Media	Si bien existe una sobreoferta, la demanda presenta un crecimiento y se espera que siga creciendo en los próximos años por el desarrollo de proyectos a nivel nacional
Barreras de salida altas	Alta	Existen barreras de salida altas relacionadas con los activos especializados (centrales) que se requieren para la generación
Rivales comprometidos con el negocio	Baja	Más allá de las metas en el desempeño económico de la empresa, no se identifican metas adicionales que comprometan a los rivales con el negocio.
Enfoques competitivos distintos	Baja	La competencia en el sector está basada fundamentalmente en la eficiencia de las operaciones

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Como resultado de la evaluación, encontramos una competencia fuerte en el sector de generación eléctrica que se refleja en una alta amenaza de entrada nuevos competidores, un alto poder de negociación de los proveedores y compradores, así como por la rivalidad entre competidores existentes, y una potencial amenaza por productos sustitutos relevantes (generación RER).

Anexo 12. Estados financieros - estado de situación financiera

Los activos de la empresa al cierre del 2015, suman un total de S/ 4.414 millones, siendo la cuenta más representativa la de propiedad planta y equipo por S/ 3.593 millones (81%) que presentó una disminución de 2,3% con respecto al 2014, debido, principalmente, a la depreciación. Adicionalmente, se resalta la cuenta de cuentas por cobrar comerciales por S/ 335 millones (8%), constituidas, principalmente, por clientes libres, los cuales cuentan con contratos y cuyo número se elevó a 54 (2014: 53), entre los que se incluye 1 cliente con el cual la empresa mantiene un proceso de arbitraje por resolución de contrato. Por otro lado, la cuenta efectivo, S/ 86 millones (2%), tuvo una disminución de 61% que se relaciona con las mayores inversiones de la empresa y la reducción de sus obligaciones financieras.

Se debe indicar que la empresa mantiene inversiones en asociadas por S/ 198 millones (4,5%), las cuales presentaron una reducción significativa en el 2015 (-16%) debido al menor valor de las inversiones que mantiene la empresa en Enel Brasil S.A. (Participación del 4% del accionariado). Dicha reducción se encuentra explicada por diferencias en la conversión (-S/ 63 millones) del real, moneda funcional de Enel Brasil, la cual tuvo una fuerte depreciación en el 2015.

La empresa financia sus activos, principalmente, a través de su patrimonio (61%), registrando pasivos por S/ 1.739 millones, primordialmente con un vencimiento no corriente (25,7%). Entre las principales cuentas del pasivo se destaca los pasivos por impuestos diferidos por S/ 656 millones (15%) generados por diferencias en el costo y las tasas de depreciación empleadas para su activo fijo (13%). Adicionalmente, se destacan las obligaciones financieras (14%) relacionadas con los bonos corporativos, préstamos y arrendamientos financieros pactados en moneda nacional y extranjera, con bancos locales y del exterior, los cuales presentaron una reducción significativa durante el 2015 (-22%). Asimismo, las cuentas por pagar comerciales ascienden a S/ 184 millones (4,2%), las cuales presentan niveles altos en los últimos años, por los contratos de mantenimiento y provisión de repuestos para sus plantas, así como los montos por pagar por los trabajos en curso relacionados al siniestro en la Central Térmica Santa Rosa.

Por su parte, el patrimonio de la empresa asciende a S/ 2.675 millones al cierre del 2015, y se encuentra constituido por capital social (52%) que se incrementó en el último año en S/ 283 MM (14%) por la capitalización de reservas. Adicionalmente, las reservas acumuladas de la empresa se ubican en S/ 490 MM (11%) presentando un incremento sostenido en los últimos años gracias a la generación de utilidades que permitieron, adicionalmente, repartir dividendos de S/ 376 millones durante el año. Por otro lado, se debe indicar que la empresa mantiene reservas relacionadas con la cobertura de instrumentos financieros derivados que registraron pérdidas por S/ 189 millones (4,3%) por efecto del tipo de cambio.

Anexo 13. Estados financieros - estado de resultados

En el 2015, la empresa registra ingresos por S/ 1.840 millones, que provienen de la venta de energía y la venta de potencia y peaje. En los últimos años los ingresos han presentado un crecimiento importante, a excepción del 2013, en el que se presentaron menores ventas a clientes regulados (Hidrandina y Edelnor). Por su parte, los costos de ventas como proporción de las ventas, presentan una estabilidad en los últimos años (60% en promedio), lo que generó que el comportamiento observado en los ingresos se traduzca en el margen bruto (40% en promedio). En el último año se observó un crecimiento en los gastos de administración (2015: 5,1%) por el deterioro de cuentas por cobrar que generaron una reducción del margen operativo (2015: 37%) y junto a las pérdidas por efecto del tipo de cambio (0,7%), compensadas por los menores gastos financieros (2,2%) generaron que las utilidades netas del último año, tras presentar un crecimiento sostenido en años anteriores, se reduzcan en S/ 89 millones, ubicándose en S/ 468 millones (25,5%).

Anexo 14. Estados financieros - estado de flujo de efectivo

La empresa registró un crecimiento en el flujo de caja proveniente de sus actividades de operación, situándose en S/ 661 millones (+13%) que se relacionaron principalmente con las mayores ventas de energía y potencia realizada. Este flujo junto a la caja que mantenía del ejercicio anterior (S/ 221 millones), le permitió cubrir sus actividades de inversión (- S/ 121 millones) y financiamiento (-S/ 681 millones). Las principales actividades de inversión en el último año estuvieron relacionadas con la puesta en servicio de la Central Termoeléctrica Santa Rosa, mientras que las actividades de financiamiento se relacionaron con la amortización de sus obligaciones financieras y el reparto de dividendos. Como resultado de estas actividades, la caja presentó una reducción significativa durante el año.

Anexo 15. Análisis de riesgos

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la operación de Enel han sido divididos en dos grupos: riesgos externos y riesgos internos.

Riesgos externos: Los riesgos externos son aquellos que se originan fuera de la compañía, es decir, que la empresa no tiene control sobre ellos y que podrían impactar negativamente en la operación de Enel.

Fuente	Tipo de riesgo	Código	Riesgo
Externo	Riesgo macroeconómico	E1	Relacionado a la volatilidad de las principales variables macroeconómicas tales como el producto bruto interno (PBI), Inflación, entre otros que podrían afectar el desempeño de Edegel. El deterioro en la economía implicaría la reducción del consumo de energía sobre todo en el sector industrial y comercial impactando negativamente en los resultados.
	Riesgo regulatorio	E2	Relacionado a la posibilidad de cambios en la regulación del sector que conlleve a una mayor intervención del gobierno en la determinación de los precios de energía y las leyes aplicables a la empresa tales como la Ley de Concesiones Eléctricas.
	Riesgo legal	E3	Relacionado a la declaración de la caducidad de las concesiones eléctricas de forma unilateral por parte del Estado.
	Riesgo país	E4	Relacionado a la modificación de las políticas de gobierno ya implementadas así como cambios en los planes de desarrollo del sector que puedan afectar la situación de la empresa.
		E5	Relacionado al cambio del rating crediticio peruano que podría generar mayores costos de endeudamiento y menor atracción de inversionistas
		E6	Relacionado al riesgo de expropiación o nacionalización de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.
	Riesgo social	E7	Relacionado al conflicto social que pueden generar como consecuencia vandalismo contra la propiedad privada y retrasar las operaciones de la empresa.
	Riesgo ambiental	E8	Relacionado a que las operaciones de la empresa afecten el medioambiente de las comunidades aledañas.
		E9	Relacionado a posibles desastres naturales en la zona de influencia que paralice las operaciones de la empresa.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Riesgos internos: los riesgos internos son aquellos relacionados a los procesos más críticos de la operación de Enel y que están dentro del control de la empresa.

Fuente	Tipo de riesgo	Código	Riesgo
Interno	Riesgo de suministro	I1	Relacionado con el riesgo de no contar con el caudal de agua suficiente debido a fenómenos climatológicos para la generación de energía en las centrales hidroeléctricas.
		I2	Relacionado con el riesgo de no contar con el abastecimiento de gas por parte de la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) a través del gasoducto de Camisea para la generación de energía eléctrica en las centrales termoeléctricas.
	Riesgo de operaciones	I3	Relacionado a la congestión de la línea de transmisión que impida la entrega de energía a los clientes de forma oportuna.
		I4	Relacionado a la obsolescencia de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de la empresa, la mayor eficiencia de nuevas tecnologías como por ejemplo el ciclo combinado así como por la aparición de fuentes de energía alternativas como las relacionadas con recursos energéticos renovables (RER).
	Riesgo de demanda	I5	Relacionado con la posibilidad de que clientes libres puedan contratar servicios de la competencia.
		I6	Relacionado con la posibilidad de ingreso de nuevos competidores generando sobreoferta en el mercado teniendo como consecuencia la reducción de precios.
	Riesgo financiero	I7	<u>Riesgo de crédito:</u> relacionado al incumplimiento de los pagos de las cuentas por cobrar relacionadas con la venta de energía a clientes finales.
		I8	<u>Riesgo tasa de interés:</u> relacionado a la volatilidad de las tasas de mercado que pueden afectar negativamente el valor de las obligaciones financieras de la empresa.
		I9	<u>Riesgo tipo de cambio:</u> relacionado a la volatilidad del tipo de cambio que puede generar un descalce en sus activos y pasivos en moneda extranjera.
		I10	<u>Riesgo de liquidez:</u> relacionado al descalce en el vencimiento de los activos y pasivos de la empresa que le impidan desarrollar sus actividades con normalidad.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Se realizó la matriz de probabilidad e impacto para definir cuáles son los riesgos con mayor probabilidad de ocurrencia y mayor impacto a la empresa, los cuales son:

- *Riesgos externos (E)*: ambiental y social, relacionado a afectar el medioambiente de las comunidades aledañas, desastres naturales que afecten las operaciones de la empresa, y conflictos sociales, como vandalismos.
- *Riesgos internos (I)*: suministro, operaciones y demanda, relacionado al control de los caudales de los ríos, abastecimientos de gas, obsolescencia de las centrales y al ingreso de nuevos competidores.

Probabilidad	Alto		I1 I2	I5 I6
	Medio		E5 I8 I9	E7 I4
	Bajo	I7 I10	E3 E4	E8 E9 E1 E2 E6 I3
		Bajo	Medio	Alto

Impacto

Fuente: Memoria y Notas a los Estados Financieros Consolidados Enel

Anexo 16. Ratios financieros

RATIOS DE LIQUIDEZ	HISTÓRICO		ENGE		IND*		PROYECTADO								
	2015	2016*	2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Liquidez Corriente	0,93	1,00	0,65	0,92	1,38	1,59	2,04	2,10	3,20	3,14	3,41	3,58	2,72	2,67	
Prueba ácida o liquidez a corto plazo	0,81	0,89	0,49	0,85	1,20	1,41	1,82	1,86	2,95	2,91	3,16	3,33	2,54	2,49	
Prueba de tesorería o defensiva	0,14	0,51	0,15	0,43	0,62	0,81	1,10	1,10	2,11	2,15	2,35	2,52	1,96	1,89	
Capital de Trabajo sobre activo total	-0,01	0,00	-0,06	-0,02	0,04	0,06	0,10	0,10	0,17	0,18	0,19	0,21	0,19	0,19	

RATIOS DE SOLVENCIA Y APALANCAMIE	2015	2016*	2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Apalancamiento financiero	1,65	1,57	2,36	1,93	1,50	1,50	1,51	1,54	1,57	1,61	1,58	1,56	1,54	1,47
Endeudamiento Total	0,39	0,36	0,58	0,48	0,33	0,33	0,34	0,35	0,36	0,38	0,37	0,36	0,35	0,32
Endeudamiento activo fijo	0,18	0,13	0,57	0,33	0,12	0,13	0,15	0,17	0,22	0,26	0,25	0,25	0,25	0,20
Endeudamiento Patrimonial	0,65	0,57	1,36	0,93	0,50	0,50	0,51	0,54	0,57	0,61	0,58	0,56	0,54	0,47
Endeudamiento Patrimonial a largo plazo	0,24	0,16	1,10	0,47	0,14	0,16	0,17	0,20	0,24	0,29	0,27	0,26	0,25	0,19
Cobertura de gastos financieros	22,65	16,03	10,61	8,31	28,9	41,62	33,06	26,54	22,63	19,47	18,61	19,36	20,04	23,12

RATIOS DE GESTION	2015	2016*	2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Período medio de cobranza PMC (días)	50	50	35	40	52	41	41	42	42	42	42	42	42	42
Período medio de existencias PME (días)	24	19	56	27	20	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Período medio de pagos PMP (días)	65	41	28	42	49	57	55	55	55	55	56	56	56	56
Rotación activo total	0,41	0,45	0,40	0,36	0,46	0,50	0,51	0,51	0,51	0,49	0,49	0,50	0,50	0,51
Rotación activo fijo	0,51	0,56	0,50	0,48	0,58	0,64	0,67	0,67	0,69	0,71	0,72	0,73	0,75	0,78
Ciclo de conversión de Efectivo (días)	9	28	63	25	23	9	10	11	12	11	10	11	11	11

RATIOS DE RENTABILIDAD	2015	2016*	2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Margen Bruto	41%	24%	42%	42%	30%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Margen Operativo	37%	22%	39%	35%	27%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
Margen Neto	25%	16%	25%	19%	19%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%

RENTABILIDAD SOBRE ACTIVOS Y PATRI	2015	2016*	2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rendimiento sobre el total de activos (ROA)	11%	8%	9%	6%	9%	13%	14%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	14%
Rendimiento sobre el patrimonio (ROE)	18%	12%	21%	12%	13%	19%	20%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%

* IND: Industria de generación de energía

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Anexo 17. Cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC)

El WACC se construye empleando el costo de capital (Ke), el costo de la deuda (Kd), la estructura de capital (D/E) y la tasa de impuestos (T). El WACC calculado para Enel Generación Perú es 9,09% para las etapas de proyección y perpetuidad. La fórmula empleada es la siguiente:

$$WACC = \frac{D}{D + E} * Kd * (1 - T) + \frac{E}{D + E} * Ke$$

Elementos empleados en el cálculo del WACC

- Estructura de capital (deuda / capital)

Relaciona las fuentes de financiamiento de los activos de la empresa, para su cálculo se emplea la relación entre el valor de mercado de la deuda y el valor de mercado del capital de la empresa. Se toma el valor de 5,89% correspondiente a septiembre de 2016, fecha de valorización, debido a que la empresa presenta una tendencia sostenida de reducción de su deuda durante los últimos años.

Miles de S/	Dic-11	Dic-12	Dic-13	Dic-14	Dic-15	Sep-16
Valor de mercado de deuda	1.040.981	869.104	799.665	810.267	629.218	476.943
Bonos	486.180	420.763	338.275	248.576	253.481	198.791
Préstamos y arrendamientos	554.801	448.341	461.390	561.691	375.737	278.152
Valor de mercado de capital	3.518.488	4.525.408	5.128.643	7.541.582	7.063.395	8.100.783
Número de acciones (miles)	2.293.669	2.293.669	2.293.669	2.293.669	2.616.072	2.893.137
Precio de acción (S/)	1,53	1,97	2,24	3,29	2,70	2,80
Ratio D/E	29,59%	19,20%	15,59%	10,74%	8,91%	5,89%

Fuente: Elaboración propia, 2016

- Tasa de impuestos (T)

La tasa de impuestos empleada considera la reducción programada del impuesto a la renta (IR) que alcanzará un 26% a partir del 2019 y una participación de los trabajadores en las utilidades (PT) de 5%. Con ello, se obtiene una tasa de impuestos de 29,7%. La fórmula de cálculo será $T = 1 - (1 - IR) * (1 - PT)$.

- Costo de capital (Ke)

El costo de capital se relaciona con la rentabilidad exigida por el accionista y se calculará empleando el modelo CAPM. Este modelo permite calcular el costo de capital exigido para un determinado instrumento financiero en función de la tasa libre de riesgo, una prima por riesgo de mercado y un Beta que mide la volatilidad del retorno del instrumento respecto al mercado. Adicionalmente, el costo de capital debe considerar una prima por riesgo país como compensación por el riesgo asumido en un país emergente como Perú. La fórmula de cálculo será $K_{e,USD} = R_f + \beta * (R_m - R_f) + CRP$.

- Tasa libre de riesgo (Rf). Se emplea como referencia el rendimiento del bono del tesoro americano a 30 años (T-Bond) considerando que la empresa se mantendrá en marcha por un largo periodo, en línea con la vida útil de las centrales de generación eléctrica que posee y el plazo de sus contratos. El Rf a septiembre de 2016 corresponde a 2,35%, la cual refleja las condiciones actuales del mercado, considerando la reducción que han venido presentando las tasas en los últimos años.
- Prima por riesgo de mercado (Rm - Rf). Se emplea como referencia el exceso de retorno del índice S&P 500 sobre la tasa libre de riesgo. La selección de este índice se realizó porque es considerado como uno de los más representativos del mercado. Se toma el promedio

geométrico del periodo 1966-2015 que corresponde a 2,90% con la finalidad de considerar un largo periodo que incluya acontecimientos positivos y negativos que hayan impactado sobre el índice.

- o Beta apalancado (β_a). Se emplea el valor de 0,69 calculado en función del beta desapalancado que corresponde al promedio de (i) Beta de la empresa publicado en Bloomberg, (ii) Beta publicado por Damodaran para las empresas en la industria “Green & Renewable Energy”; (iii) Beta de empresas comparables (10 empresas) seleccionadas por su giro de negocio (generación de energía hidroeléctrica, termoeléctrica o mixta), capitalización de mercado (entre S/ 1 mil millones y 30 mil millones) dedicadas principalmente a la generación eléctrica, y (iv) Beta obtenido de la regresión realizada entre el exceso del rendimiento del precio de la acción de la empresa sobre la tasa libre de riesgo y el exceso del rendimiento del índice S&P 500 sobre la tasa libre de riesgo.

$$\beta_a = \beta_d * \left(1 + \frac{D}{E} * (1 - T) \right)$$

Beta desapalancado	
i. Bloomberg	0,64
ii. Damodaran	0,70
iii. Comparables	0,59
iv. Regresión	0,72

Promedio	0,66
-----------------	-------------

Fuente: Elaboración propia, 2016

ENEL GENERACIÓN PERÚ	
Beta desapalancado (β_d)	0,66
Deuda (D, miles S/)	476.943
Capital (E, miles S/)	8.100.783
Tasa de impuestos (T)	29,7%

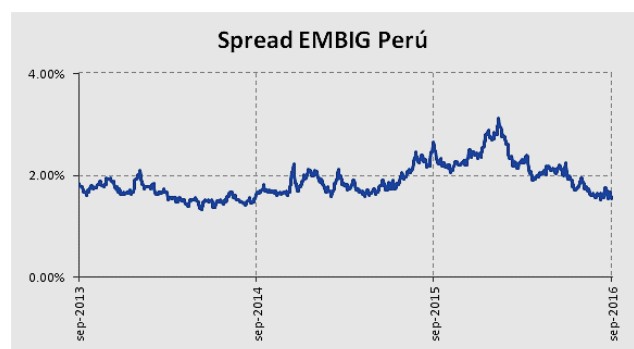
Beta apalancado (β_a)	0,69
-----------------------------------------------	-------------

- o Prima por riesgo país (CRP). Se emplea como referencia el *spread* del EMBIG Perú que mide el riesgo país, ajustado por la relación de volatilidades de los rendimientos del índice de la Bolsa de Valores de Lima (BVL) y los rendimientos del bono global peruano a 35 años. Se toma el valor promedio del *Spread* EMBIG Perú de los últimos 3 años (Periodo 2013-2016) ajustado por las volatilidades señaladas anteriormente obteniendo un valor de 3,49%.

$$CRP = EMBIG * \left(\frac{\sigma_{BVL}}{\sigma_{Bonos Globales}} \right)$$

Prima por riesgo país	
EMBIG Perú	1,89%
Desv. Estándar Rendimiento BVL	0,86%
Desv. Estándar Bonos Globales 10 años	0,47%

CRP	3,49%
------------	--------------



Considerando los aspectos señalados anteriormente, el costo de capital, nominal en dólares, exigido por el accionista sería de 7,84%.

Costo de capital (Ke)	
Risk Free (Rf)	2,35%
Prima por riesgo de mercado (Rm - Rf)	2,90%
Beta apalancado (β)	0,69
$Rf + \beta*(Rm-Rf)$	4,35%

EMBIG Perú	1,89%
Desviación estandar mercado de acciones	0,86%
Desviación estandar mercado de bonos	0,47%
Prima por Riesgo país (CRP)	3,49%

Costo de capital (nominal, USD, Perú)	7,84%
----------------------------------------------	--------------

Fuente: Elaboración propia, 2016

- Costo de la deuda (Kd)

El costo de la deuda se relaciona con el costo del financiamiento contraído por la empresa. El costo de la deuda nominal en dólares calculado es de 3,92% y se obtiene como el promedio ponderado de las tasas de mercado de los bonos de más largo plazo, en dólares.

Empresa	Tipo	Moneda	Miles de S/ Sep-16	Tasa	Valor de mercado a Sep-16 (En miles S/)	YTM moneda origen	Vcto
Edegel - Tercera Emisión	Bono	S/	25.435	6,313%	26.658	5,67%	jun-22
Edegel - Tercera Emisión	Bono	S/	25.379	6,281%	26.174	5,64%	jul-19
Edegel - Tercera Emisión	Bono	USD	34.420	6,344%	40.527	4,44%	ene-28
Edegel - Tercera Emisión	Bono	USD	28.209	7,781%	31.885	2,58%	ene-19
Edegel - Cuarta Emisión	Bono	USD	34.409	6,469%	36.469	2,68%	ene-18
Edegel - Cuarta Emisión	Bono	USD	34.030	5,781%	37.078	3,35%	sep-20
Edegel - Bank of Novascotia	Préstamos	USD	75.113	LIBOR 1m + 0,75%	75.113	1,28%	abr-17
Chinango - Bank of Nova Scotia	Préstamos	USD	10.683	LIBOR 3m + 2,75%	10.683	3,60%	nov-17
Chinango - Bank of Nova Scotia	Préstamos	USD	14.434	3,400%	14.434	3,40%	ene-19
Chinango - Banco de Crédito	Préstamos	USD	91.412	LIBOR 3m + 1,73%	91.412	2,58%	feb-18
Edegel - Scotiabank	Arrend.	USD	86.510	LIBOR 3m + 1,75%	86.510	2,60%	mar-17
Total			460.034		476.943	2,99%	

Tasa ponderada de bonos en dólares de mayor plazo

3,92%

Fuente: Notas a los estados financieros

Empleando esta información se calcula un WACC en dólares de 7,55%, sin embargo, teniendo en cuenta que se requiere descontar flujos generados en soles, se debe ajustar el WACC a soles, por lo que se empleará la relación de la inflación a largo plazo de EE.UU. y la inflación de largo plazo de Perú (promedio 2007-2016 que corresponde al periodo de vigencia de la nueva meta de inflación fijada por el BCRP en 2% +/- 1%). Como resultado, se obtiene que el WACC, nominal, en soles sería de 9,09%.

$$WACC_{S/} = \left[\frac{(1 + WACC_{USD})}{(1 + Inflación_{EEUU})} * (1 + Inflación_{Perú}) \right] - 1$$

Anexo 18. Otros supuestos de valorización

- Otros rubros el estado de resultados
 - Gastos administrativos: representará el 4% (promedio 2011-2015) del total de ingresos, considerando su comportamiento estable en los últimos años. Se excluye de la proyección la estimación por deterioro en las cuentas por cobrar registrado en el 2015 por S/ 22,7 millones generado por el litigio sostenido con un excliente, el cual, a la fecha, ha sido resuelto.
 - Otros ingresos operativos: representará el 1% (promedio 2011-2015) del total de ingresos considerando su comportamiento estable en los últimos años. Se excluye de la proyección el reembolso por daño material y lucro cesante de S/ 158 millones, registrados entre 2013 y 2016, pagado por la compañía de seguros correspondiente a la indemnización por los siniestros ocurridos en el 2013 y 2014. Para el año 2016 se considera adicionar la reversión de gastos de años anteriores de S/ 2,8 millones registrados a septiembre de 2016.
 - Ingresos financieros: representará el 2,8% (promedio 2011-2015) del total efectivo, considerando que el 98% de los ingresos financieros se debe a intereses recibidos por depósitos bancarios. Se excluye el ingreso por recupero de intereses por contingencias de S/ 4,3 MM registrado en el 2014.
 - Pérdida por diferencia en cambio: se calculará en base a la posición pasiva neta y a la variación del tipo de cambio publicada por el Banco Central de Reserva (BCRP). Para la proyección de la posición neta en moneda extranjera (ME) se asumirá que los activos en ME representarán el 1% (promedio 2013-2015) del total de activos, considerando su comportamiento estable en los últimos años, las cuentas por pagar comerciales y a entidades relacionadas, consideran el saldo del 2015 y los pasivos financieros a largo plazo se proyectarán de acuerdo a la variación de las obligaciones financieras en moneda extranjera.
- Otros rubros el estado de situación financiera
 - Efectivo y equivalente de efectivo: la proyección del efectivo considera que la caja se irá incrementando debido a la mayor generación de ingresos asociados a energía, potencia y peaje. Cabe señalar que los excedentes de caja podrían ser destinados a otras empresas del grupo Enel, entre ellas Enel Green Power Perú, la cual se ha adjudicado importantes proyectos de energía renovable, y requeriría una inversión aproximada de USD 400 millones en los próximos años.
 - Cuentas por cobrar a relacionadas: representará el 0,1% (cifra 2015) del total de activos. no se considera en la proyección el dividendo declarado por Enel Brasil debido a que solo muestra dos registros puntuales por s/ 26 y s/ 6 millones en el 2013 y 2015, respectivamente; por lo tanto, se asume que los dividendos declarados de empresas relacionadas serán cobrados el mismo año.
 - Otras cuentas por cobrar: se mantendrán los importes que se observan se mantienen constantes por varios años. Para el año 2016 se considera una penalidad a proveedores registrado a septiembre 2016.
 - Cuentas por pagar a relacionadas y otras cuentas por pagar: representarán el 1 y 2% (cifras 2015) del total de activos.
 - Activos no financieros: representará el 0,3% del importe de gasto por seguros en dólares observado en el último periodo (cifra 2015) convertido a soles utilizando la proyección de tipo de cambio del Banco Central de Reserva del Perú.
 - Inversión en asociadas: corresponde a la inversión en Enel Brasil registrada bajo el método de participación patrimonial (6.957.053 acciones comunes) y cuya participación es 3,996592% del capital social. No se proyectará este rubro, ya que no se cuenta con información sobre el desempeño futuro de Enel Brasil, por lo tanto, se mantiene

constante la inversión en asociada, con lo cual no se generarán ganancias por participación.

- Intangibles: se considera mantener constante la inversión en *Software* (S/ 1,5 MM) observado en septiembre de 2016 y se asume que no se generarán adiciones por concesiones y derechos, además de la registrada a septiembre 2016 por S/ 0,9 MM para contar con mayor caudal en el Proyecto Huascacocha. Para la amortización se asume vida útil de 30 y 10 años para concesiones y derechos y *Software*, respectivamente.
- Anticipos recibidos: no se proyectarán debido a que se asumirá que se devengarán todos los ingresos por uso de instalaciones hidráulicas dentro del año. Por otro lado, el ingreso por compensación por uso de instalaciones hidráulicas se incluye en la proyección del rubro otros ingresos operativos.
- Derivados: considera la parte corriente de los tres derivados de tasa de interés (SWAP) que vencen en el 2017. No se proyecta mayor deuda a tasa variable que requiera cobertura, debido al contexto de tasas libor bajas y a las pérdidas por cobertura presentadas a la fecha.
- Provisiones: la provisión por desmantelamiento de centrales representará el 0,3% (promedio 2012-2015) del costo de edificio, de otras construcciones y de maquinarias y equipos; las provisiones por contingencias y otras provisiones representarán el 0,3% y 0,03% del total de activos, respectivamente; mientras que la provisión por norma técnica considera el saldo del 2015, el cual se mantiene desde años anteriores. Se asume la misma proporción de parte corriente y no corriente.
- Provisiones de beneficios sociales: los beneficios sociales equivalen al 38% del gasto total de remuneraciones, los cuales se ajustarán anualmente sobre la base de la proyección de inflación del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP).
- Pasivos diferidos: se proyectará en base a las diferencias de tasas de depreciación financiera y tributaria. Se empleará la tasa financiera real, no teórica, debido a que el activo fijo incluye activos totalmente depreciados y en arrendamiento financiero, mientras que la tasa tributaria corresponderá a las establecidas por la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria – SUNAT. Adicionalmente, se asume que no se promulgarán cambios a las tasas de impuesto a la renta. En el 2014 se reconoció el efecto por cambio de tasa de impuesto a la renta por S/ 96,8 MM, el cual incluyó el impacto total de los cambios de tasa de 28% para el 2015 y 2016, 27% para el 2017 y 2018 y 26% a partir del 2019.

Anexo 19. Proyección de ingresos

La empresa registra ingresos, principalmente, por la venta de energía, potencia y peaje en el mercado libre (clientes libres), mercado regulado (clientes libres) y mercado *spot* (otras empresas generadoras).

Ventas de energía (millones de soles)	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Energía	953	1.054	975	1.142	1.217	70%	69%	68%	67%	66%
Potencia y peaje	366	441	436	537	607	27%	29%	30%	32%	33%
Otros ingresos	44	30	21	22	16	3%	2%	1%	1%	1%
Total Ventas	1.363	1.524	1.432	1.701	1.840	100%	100%	100%	100%	100%
% Crecimiento de ventas	16,5%	11,8%	-6,0%	18,8%	8,1%					

Fuente: Elaboración propia, 2016

El total de ingresos de la empresa presenta un crecimiento significativo en los últimos años, a excepción del año 2013 en el que se registró una caída, principalmente en los ingresos por energía. Entre los aspectos más relevantes a considerar se tienen:

- **Proyección de la demanda**

El COES proyecta anualmente la demanda vegetativa de energía del sistema a través de un modelo econométrico de corrección de errores, mediante el cual se emplean los datos de la población (proyectado por Macroconsult), crecimiento del PBI (proyectado por Macroconsult) y las tarifas (mantiene última tarifa fijada) para proyectar el crecimiento de la demanda.

MODELOS ECONOMÉTRICOS																																																			
ECUACIÓN DE COINTEGRACIÓN $LOG(DEMANDA) = C1 * LOG(PBI) + C2 * LOG(POB) + C3 * LOG(TAR) + C$	ECUACIÓN DE CORRECCIÓN DE ERROR $DLOG(DEMANDA) = c1 * DLOG(PBI) + c2 * ERRO R(-1) + c3 * \ln t92 + c$ $ERRO R(-1) = LOG(DEMANDA(-1)) - [C1 * LOG(PBI(-1)) + C3 * LOG(TAR(-1)) + C2 * LOG(POB(-1)) + C]$																																																		
Dependent Variable: LOG(DEMANDA) Method: Least Squares	Dependent Variable: D(LOG(DEMANDA)) Method: Least Squares																																																		
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Coefficient</th> <th>Std. Error</th> <th>t-Statistic</th> <th>Prob.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LOG(PBI)</td> <td>0,824526</td> <td>0,02438</td> <td>33,82271</td> <td>0,00000</td> </tr> <tr> <td>LOG(POB)</td> <td>1,455498</td> <td>0,06045</td> <td>24,07754</td> <td>0,00000</td> </tr> <tr> <td>LOG(TAR)</td> <td>-0,090168</td> <td>0,02108</td> <td>-4,27725</td> <td>0,00020</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>-15,406600</td> <td>0,43602</td> <td>-35,33449</td> <td>0,00000</td> </tr> </tbody> </table>	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	LOG(PBI)	0,824526	0,02438	33,82271	0,00000	LOG(POB)	1,455498	0,06045	24,07754	0,00000	LOG(TAR)	-0,090168	0,02108	-4,27725	0,00020	C	-15,406600	0,43602	-35,33449	0,00000	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Coefficient</th> <th>Std. Error</th> <th>t-Statistic</th> <th>Prob.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>D(LOG(PBI))</td> <td>0,650173</td> <td>0,06267</td> <td>10,37442</td> <td>0,00000</td> </tr> <tr> <td>LOG(DEMANDA(-1))</td> <td>-0,536413</td> <td>0,17850</td> <td>-3,00504</td> <td>0,00540</td> </tr> <tr> <td>INT92</td> <td>-0,108715</td> <td>0,02432</td> <td>-4,47006</td> <td>0,00010</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>0,030956</td> <td>0,00404</td> <td>7,65641</td> <td>0,00000</td> </tr> </tbody> </table>	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	D(LOG(PBI))	0,650173	0,06267	10,37442	0,00000	LOG(DEMANDA(-1))	-0,536413	0,17850	-3,00504	0,00540	INT92	-0,108715	0,02432	-4,47006	0,00010	C	0,030956	0,00404	7,65641	0,00000
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.																																															
LOG(PBI)	0,824526	0,02438	33,82271	0,00000																																															
LOG(POB)	1,455498	0,06045	24,07754	0,00000																																															
LOG(TAR)	-0,090168	0,02108	-4,27725	0,00020																																															
C	-15,406600	0,43602	-35,33449	0,00000																																															
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.																																															
D(LOG(PBI))	0,650173	0,06267	10,37442	0,00000																																															
LOG(DEMANDA(-1))	-0,536413	0,17850	-3,00504	0,00540																																															
INT92	-0,108715	0,02432	-4,47006	0,00010																																															
C	0,030956	0,00404	7,65641	0,00000																																															
R-squared 0,99768 Mean dependent var 9,31011 Adjusted R-squared 0,99744 S.D. dependent var 0,48587 S.E. of regression 0,02456 Akaike info criterion -4,46493 Sum squared resid 0,01810 Schwarz criterion -4,28536 Log likelihood 79,90388 Hannan-Quinn criter. -4,40370 F-statistic 4293,65900 Durbin-Watson stat 1,69453 Prob(F-statistic) 0,00000	R-squared 0,86171 Mean dependent var 0,04676 Adjusted R-squared 0,84740 S.D. dependent var 0,05061 S.E. of regression 0,01977 Akaike info criterion -4,89600 Sum squared resid 0,01134 Schwarz criterion -4,71460 Log likelihood 84,78398 Hannan-Quinn criter. -4,83497 F-statistic 60,23405 Durbin-Watson stat 1,87896 Prob(F-statistic) 0,00000																																																		

Fuente: Elaboración propia, 2016

Los resultados muestran que la demanda vegetativa presentará un crecimiento entre 4 y 5% en los próximos años, tasas de crecimiento que en el modelo del COES se emplean también para proyectar el crecimiento de las ventas facturadas por los generadores y distribuidores.

Año	Población (miles)	PBI (millones de S/ de 2007)	Tarifa (Ctvs USD/Kwh)	Demanda vegetativa (Gwh)	Crecimiento demanda vegetativa (%)
2015	31.152	480.088	10,36	27.937	
2016	31.489	497.072	10,36	29.326	4,97%
2017	31.826	516.473	10,36	30.785	4,98%
2018	32.162	537.633	10,36	32.330	5,02%
2019	32.496	558.484	10,36	33.896	4,84%
2020	32.824	580.165	10,36	35.521	4,79%
2021	33.149	601.684	10,36	37.169	4,64%
2022	33.471	623.286	10,36	38.843	4,50%
2023	33.789	644.706	10,36	40.534	4,35%
2024	34.103	666.111	10,36	42.244	4,22%
2025	34.412	687.901	10,36	43.992	4,14%
2026	34.718	710.548	10,36	45.797	4,10%

Fuente: Elaboración propia, 2016

La información de la demanda vegetativa es complementada con supuestos de pérdidas a nivel de transmisión y distribución, consumo propio de las centrales, cargas incorporadas al SEIN, cargas especiales que corresponden a la demanda de energía de grandes usuarios y los nuevos proyectos y ampliaciones que se desarrollarán en los próximos años; con lo que

se calcula la demanda total de energía del sistema. Adicionalmente, se emplean factores de carga que permiten relacionar los consumos de energía con la potencia requerida para suministrarla obteniendo como resultado la potencia máxima demandada.

Año	Máx. demanda (Mw)	Consumo anual (Gwh)	Factor de carga %	Tasa de crecimiento	
				Potencia	Energía
2015	6,213	44,602	81.9%	8.1%	7.0%
2016	6,776	49,325	83.1%	9.0%	10.6%
2017	7,314	54,522	85.1%	7.9%	10.5%
2018	7,883	58,979	85.4%	7.8%	8.2%
2019	8,434	63,206	85.5%	7.0%	7.2%
2020	8,925	67,272	86.0%	5.8%	6.4%
2021	9,428	71,138	86.1%	5.6%	5.7%
2022	9,867	74,550	86.2%	4.7%	4.8%
2023	10,239	77,892	86.8%	3.8%	4.5%
2024	10,628	80,887	86.9%	3.8%	3.8%
2025	11,014	83,700	86.7%	3.6%	3.5%

Fuente: Elaboración propia, 2016

- **Factores macroeconómicos y de mercado**

Los precios de clientes libres y regulados son establecidos mediante contratos y presentan un factor de ajuste mensual que se calcula en función del cambio de una serie de variables macroeconómicas y de mercado, entre los que se encuentran el índice de precios al por mayor (IPM), índice de precios terminados sin incluir alimentos ni energía (IPP), tipo de cambio (TC), precio del petróleo residual N° 6 (PR6), precio del biodiesel B5 (B5), precio del carbón bituminoso (PCB) y el precio del gas natural (PGN).

Para la proyección del tipo de cambio y la inflación se emplearon las proyecciones elaboradas por el BCRP para el periodo 2016-2018, empleando la cifra del último año disponible (2018) para los años posteriores (2019 al 2025). Asimismo, la cifra anual se replicó para cada mes del respectivo año. Respecto a los otros factores, no se contó con proyecciones oficiales para ellos por lo que se empleó la información histórica mensual (periodos ene10-jun16) para ajustar una serie de tiempo a través del *software* @Risk.

Tipo de cambio (Sol/Dólar)	2016	2017	2018-2025	Inflación (%)	2016	2017	2018-2025
Sistema Financiero	3.4	3.48	3.53	Sistema Financiero	2.8	2.6	2.5
Analistas Económicos	3.4	3.45	3.53	Analistas Económicos	3	2.8	2.6
Promedio	3.4	3.465	3.53	Promedio	2.9	2.7	2.55

Nombre	IPP	PR6	PD2	PC	PGN
Mejor ajuste (AIC)	MA1	ARMA11	ARMA11	ARCH1	MA1
Gráfico					

Fuente: Elaboración propia, 2016

Ingresos por ventas de energía

Los ingresos por venta de energía se generan en función del consumo de energía del cliente y permite cubrir los costos variables de producción de una central. En los últimos años la empresa ha venido presentando un incremento en la energía consumida por sus clientes (GWh) a excepción de los periodos 2013 (Vencimiento de contratos con clientes regulados, los cuales

eran establecidos a corto plazo) y 2015 (vencimiento del contrato con Minera Antamina). Por otro lado, se observa un crecimiento del precio de energía promedio (ctm sol/KWh) en línea con el crecimiento de la demanda interna en los últimos años y asociados una cartera conformada principalmente por clientes regulados.

Ventas de energía	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo de energía (Gwh)	9.166	9.403	8.682	8.982	8.616
Precio de energía promedio (ctm sol/Kwh)	10,40	11,20	11,24	12,72	14,13
Ingresos por energía (millones de soles)	953	1.054	975	1.142	1.217

Fuente: Elaboración propia, 2016

La venta de energía se realiza en el mercado libre (clientes libres), mercado regulado (clientes regulados) y mercado *spot* (otros generadores).

- **Venta de energía en el mercado libre**

Los ingresos por venta de energía se calculan en función del consumo de energía y el precio. Al respecto, la empresa ha firmado contratos con clientes libres de distintos sectores (minería, siderurgia, entre otros) los cuales se encuentran establecidos, principalmente, a largo plazo (81% superior a 5 años). Asimismo, se debe resaltar que los precios promedio para estos clientes son inferiores a los establecidos a clientes regulados, debido a su mayor poder de negociación.

Ventas de energía (Gwh)	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo de energía - cliente Libre	2.516	2.846	3.282	3.607	3.443

Fuente: Elaboración propia, 2016

Para la proyección del consumo de energía se empleó la información de los contratos disponibles con cada cliente y se reconoció la condición de cliente vigente y nuevo. Para cada cliente vigente, el consumo energía se proyectó aplicando la tasa de crecimiento de la demanda vegetativa de la industria (2016: 4,97%, 2017: 4,98%, 2018: 5,02%, 2019: 4,84%, 2020: 4,79%, 2021: 4,64%, 2022: 4,50%, 2023: 4,35%, 2024: 4,22%, 2025: 4,14%) sobre el consumo del 2015, encontrándose de esta forma el consumo de cada cliente en cada mes para el periodo 2016-2025. Por su parte, para los clientes nuevos se calculó el consumo de energía ($\text{Consumo} = \text{Potencia contratada} * 24 \text{ horas} * 365 \text{ días} * \text{factor de consumo}$) en función de un factor de consumo (53%, calculado como el consumo de energía total entre la potencia contratada total por año mínima durante el periodo 2012-2015) y la potencia contratada con el cliente de acuerdo a los contratos para, posteriormente, distribuir la cifra mensualmente empleando el consumo promedio del total de clientes libres vigentes por mes. Asimismo, de forma análoga, a los clientes vigentes la proyección del consumo se realizó empleando el crecimiento de la demanda vegetativa de la industria.

Para la proyección del precio de la energía de los clientes nuevos y vigentes, se calcularon los factores de actualización de los precios de energía en función a los parámetros establecidos en cada contrato, y en los casos en que la información no coincidía con la información observada se realizó una regresión para calcular el factor de actualización en función de los factores de mercado significativos; posteriormente, se actualizó el precio promedio de energía por cada mes para cada cliente. En el caso de aquellos clientes libres nuevos que no contaban con contrato en el que se especifique el precio de la energía ni su respectiva función de actualización, se empleó el precio promedio de los clientes libres nuevos con contrato.

Respecto a los resultados, se puede comentar que se esperan incrementos significativos del consumo de energía en el 2016 (12 nuevos clientes libres con una potencia contratada de

238 MW) y 2017 (Minera Las Bambas con una potencia contratada de 150 MW, entre otros) en función a los contratos establecidos. Asimismo, el precio promedio de la empresa presentará una tendencia a reducirse considerando que los precios a los clientes libres se vienen reduciendo dada la competencia en el sector.

Cientes Libres	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Consumo de energía - cliente libre (Gwh)	3,443	4,008	4,670	4,896	5,133	5,379	5,597	5,818	5,766	5,772	5,963
Precio promedio - cliente libre (ctm Sol/Kwh)	13.65	13.80	12.63	12.46	12.28	12.30	12.44	12.46	12.61	12.73	12.74
Ingresos por energía - cliente libre (millones S/)	470	553	590	610	630	662	696	725	727	735	760

Fuente: Elaboración propia, 2016

• Venta de energía en el mercado regulado

Los clientes regulados de la empresa corresponden a las empresas distribuidoras de energía que realizan licitaciones para abastecerse de la energía necesaria para atender al usuario final. Se debe resaltar la reducción del consumo de energía de los clientes regulados en el 2013 y 2015 que fue ocasionado por el vencimiento de contratos de corto y mediano plazo; sin embargo, la empresa ha ganado licitaciones en los últimos años que le han permitido extender el plazo de sus contratos (principalmente a partir de 2014), los cuales presentan plazos entre 4 y 11 años. Los precios para estos clientes se encuentran fijados en los contratos, especificándose factores de actualización mensual, en función de factores macroeconómicos y de mercado.

Ventas de energía (Gwh)	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo de energía - cliente regulado	6,131	6,250	4,606	5,081	4,415

Fuente: Elaboración propia, 2016

Para la proyección de la cantidad de energía y el precio, se emplearon los mismos criterios que para los clientes libres. Respecto a los resultados, se puede comentar que se espera que, tras una reducción del consumo en el 2016, por el vencimiento de contratos, se presente un crecimiento sostenido en los próximos años, considerando el largo plazo de los contratos firmados en el 2014. Por su parte, se espera que los precios presenten un crecimiento sostenido en los próximos años, con un repunte en el 2016 influenciado por la alta volatilidad del tipo de cambio.

Cientes Regulados	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Consumo de energía - cliente regulado (Gwh)	4,415	4,169	4,377	4,596	4,819	5,050	5,041	5,025	5,244	5,465	5,691
Precio promedio -cliente regulado (ctm Sol/Kwh)	15.77	16.57	16.29	17.02	17.02	17.02	17.13	17.25	17.37	17.48	17.60
Ingresos por energía - cliente regulado (millones S/)	696	691	713	782	820	860	864	867	911	956	1,002

Fuente: Elaboración propia, 2016

Venta de energía en el mercado *spot*

Los requerimientos de energía de los usuarios libres y regulados requieren ser satisfechas en tiempo real por los generadores y distribuidores contratados, por lo que cuando estos últimos no cuentan con la capacidad suficiente para el abastecimiento, deben acudir al mercado *spot* en el que se adquiere la energía a otros participantes del mercado, valorizada al costo marginal.

Los ingresos por venta de energía en el mercado *spot* se calculan como la multiplicación de la cantidad vendida en el mercado *spot* y el precio *spot* promedio anual (costo marginal promedio anual). Al respecto, la cantidad vendida en el mercado *spot* ha sido fluctuante en los últimos años y se puede calcular como resultado del balance de energía, identificándose que durante el 2013 y 2015 se destinó una mayor producción a este mercado, debido a la reducción observada, principalmente en el mercado regulado.

Ingresos <i>spot</i>	2011	2012	2013	2014	2015
Venta <i>spot</i> (Gwh)	519	306	794	310	670
Precio <i>spot</i> (ctm Sol/Kwh)	6.56	8.13	7.24	7.14	4.69
Ingresos <i>spot</i> (millones S/)	34	25	58	22	31

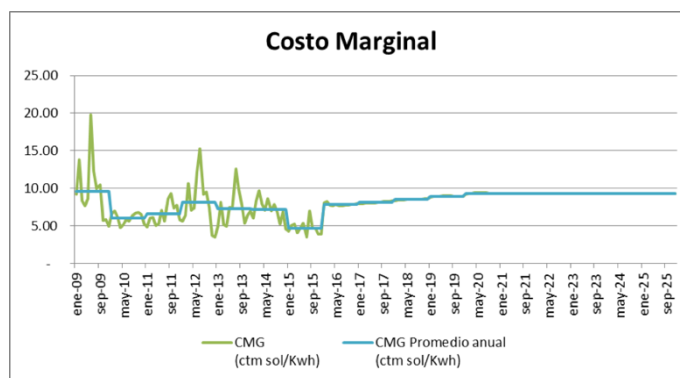
Fuente: Elaboración propia, 2016

Para la proyección de la cantidad vendida en el mercado *spot*, se realiza un balance de energía, mediante el cual se igualan la energía producida y las compras en el mercado *spot* con el consumo propio de las centrales, las pérdidas en el sistema de transmisión y las ventas en el mercado *spot*. Entre los principales supuestos empleados se encuentran: (i) Mantener la potencia instalada al cierre del 2016 e incrementarla en 1,4 MW a partir del 2018 por la entrada en operación de la Central hidroeléctrica Huampaní y en 195 MW a partir del 2022 por la entrada en operación del nuevo proyecto energético; (ii) Emplear el factor de 94% (promedio histórico 2011-2015) para relacionar la potencia instalada y la potencia firme; (iii) Emplear un factor de carga para relacionar la potencia firme y la producción de energía (**Pr**), estimándose que dicho factor se eleva escalonadamente hasta 69%, debido a la mayor demanda de energía por los nuevos clientes libres y regulados, manteniéndose por debajo de lo observado en la industria (80% en promedio); (iv) Ajustar las compras en el mercado *spot* (**cs**) durante el periodo 2016-2025 reduciendo las compras a 2% en 2016 (valor mínimo histórico) y, posteriormente, empleando el valor promedio de 5% que se irá incrementando hasta un 10% para cubrir el incremento significativo de la demanda de clientes libres y regulados; (v) Emplear el promedio histórico de consumo propio de centrales (**cp**) y pérdidas en el sistema de transmisión (**ps**) de 1 y 2% respectivamente, y (vi) Emplear el crecimiento proyectado de venta de energía a clientes libres y clientes regulados (**vc**). Con estos supuestos calculamos la cantidad de energía vendida en el mercado *spot* ($Vs = Pr + cs - cp - ps - v$)

Ventas <i>spot</i>	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia instalada (Mw)	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753
Nuevos Proyectos (Mw)				1.4	1.4	1.4	1.4	196.4	196.4	196.4	196.4
Potencia firme (Mw)	1,645	1,650	1,650	1,651	1,651	1,651	1,835	1,835	1,835	1,835	1,835
Pf / Pi	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%
Factor de carga Edegel	58%	60%	63%	66%	67%	69%	69%	69%	69%	69%	69%
Producción de Energía (Mwh)	8,370	8,743	9,088	9,575	9,720	10,009	10,009	10,689	10,850	10,930	11,130
Nuevos proyectos (Mwh)				8	8	8	8	1,077	1,093	1,101	1,121
Compras <i>spot</i> (Mwh)	398	153	435	458	563	780	982	511	519	632	866
Compras / Producción	5%	2%	5%	5%	6%	8%	10%	5%	5%	6%	8%
Consumo propio de centrales (Mwh)	125	130	136	143	145	149	149	159	162	163	166
Consumo propio / Producción	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Pérdidas sistema de Transmisión (Mwh)	26	128	133	140	142	146	146	156	158	160	162
Pérdidas / Producción	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Venta de Energía (Mwh)	7,946	8,178	9,046	9,492	9,952	10,429	10,638	10,843	11,010	11,237	11,654
Venta <i>spot</i> (Mwh)	670	460	208	272	56	77	66	42	39	2	13

Fuente: Elaboración propia, 2016

Para la proyección del precio *spot* promedio anual (costo marginal promedio anual) se emplea las proyecciones mensuales realizadas por el COES para el periodo 2016-2018 en el cálculo de las tarifas en barra (Periodo 2016-2017), mientras que para el periodo 2019-2025 se emplea la información histórica mensual de los costos marginales (periodos 2009-2015, considerando el cambio en la forma de cálculo de los costos marginales que se generó a partir de 2009) y las proyecciones del COES (periodo 2016-2018) para ajustar una serie de tiempo a través del *software* @Risk, obteniendo como resultado un modelo ARMA(1,1).



Fuente: Elaboración propia, 2016

Respecto a los resultados, se puede comentar que las ventas en el mercado *spot* presentarán valores bajos en los próximos años, debido a que la producción se destinará, principalmente, a cubrir el incremento significativo de la demanda. Por su parte, los precios, de acuerdo con lo proyectado por el COES, presentarán un crecimiento en los próximos años alcanzando los niveles históricos observados en 2009.

Ingresos spot	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Venta <i>spot</i> (Gwh)	670	460	208	266	51	72	66	42	39	2	13
Precio <i>spot</i> (ctm Sol/Kwh)	4.69	7.82	8.12	8.51	8.93	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33	9.33
Ingresos <i>spot</i> (millones S/)	31	36	17	23	5	7	6	4	4	0.2	1

Fuente: Elaboración propia, 2016

Ingresos por potencia y peaje

Los ingresos por potencia corresponden a la compensación que realiza el COES a las empresas generadoras, por contar con una capacidad de potencia firme para atender la demanda del sistema y permite cubrir los costos fijos de producción de una central. Por su parte, los ingresos por peaje corresponden a cobros por conexión y transmisión relacionados con el costo del sistema de transmisión necesario para transmitir la energía requerida por la demanda.

Ingresos por peaje - Enel	2012	2013	2014	2015
Ingresos por potencia y peaje (millones de soles)	441	436	537	607

Fuente: Elaboración propia, 2016

La empresa registra un crecimiento de los ingresos por potencia en los últimos años, a excepción del 2013, debido al siniestro que afectó la central termoeléctrica Santa Rosa y generó una reducción de su potencia firme remunerable.

- **Ingresos por potencia**

De acuerdo con el procedimiento técnico N.º 30, para la valorización de las transferencias de potencia y compensaciones al sistema principal y sistema garantizado de transmisión, el COES calcula la recaudación total por venta de potencia de las generadoras a los usuarios, las cuales cuentan con condiciones particulares, para luego ser repartida como compensaciones a dichas generadoras, en función de la potencia firme remunerada que disponen para abastecer la demanda en todo momento. Para la valorización de las compensaciones se emplea (i) un factor de ajuste que permite equilibrar los ingresos recaudados con las compensaciones realizadas a las empresas generadoras; (ii) El precio de potencia que forma parte del precio en barra fijado en mayo de cada año, y actualizado

mensualmente por OSINERGMIN, y (iii) La potencia firme remunerable de ENEL. Para fines de simplificar el proceso de cálculo se emplearon cifras promedio del año.

Para la proyección del factor de ajuste se emplearán los siguientes supuestos: (i) La potencia consumida promedio del sistema será el 88% (promedio histórico 2012-2015) de la máxima demanda en el año proyectada a través del modelo empleado por el COES, considerando el comportamiento estable observado; (ii) El precio de potencia promedio del sistema, el cual incluye a clientes regulados y libres, presentará un incremento de 2%, cifra más conservadora que el crecimiento observado en los últimos años (periodo 2012-2015: 4%); (iii) La potencia firme del sistema se incrementará en los próximos años de acuerdo con las proyecciones indicadas en el estudio de verificación del MRFO del SEIN (periodo 2016-2019) y, para el periodo 2020-2025, se replicará el último valor disponible (año 2019); (iv) El precio de potencia promedio regulado presentará un incremento del 2% (promedio histórico 2013-2015) respecto a los precios de potencia fijado anualmente en mayo de cada año, considerando el comportamiento estable observado en los últimos años. El factor de ajuste se calcula como el porcentaje que representa el ingreso recaudado por potencia respecto al ingreso garantizado por potencia teórico.

Industria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Máxima demanda (Mw-mes)	6,067	6,790	7,738	8,410	9,123	9,732	10,374	10,905	11,432	11,921	12,429
Potencia consumida / Máxima demanda	0.91	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Potencia consumida promedio (Mw-mes)	5,520	5,950	6,781	7,370	7,995	8,529	9,091	9,557	10,019	10,447	10,892
Precio de potencia regulado (Soles/kw-mes)	19.01	20.09	21.87	22.35	22.35	22.47	22.05	22.13	22.21	22.27	22.33
Precio sistema / Precio regulado	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Precio de potencia promedio sistema (Soles/kw-mes)	19.13	20.15	21.94	22.41	22.42	22.54	22.12	22.20	22.27	22.33	22.39
Ingreso recaudado por potencia (Millones de S/)	1,267	1,439	1,785	1,982	2,151	2,307	2,413	2,546	2,678	2,800	2,927
Potencia firme - diciembre (Mw-mes)	8,147	9,651	10,431	10,772	11,074	11,376	11,678	11,980	12,282	12,584	12,886
Potencia firme adicional (Mw-mes)		1,504	780	341	302	302	302	302	302	302	302
Potencia remunerable/ firme	0.95	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
Potencia firme remunerable promedio (Mw-mes)	7,739	9,062	9,794	10,114	10,398	10,681	10,965	11,248	11,532	11,816	12,099
Precio de potencia regulado (Soles/kw-mes)	19.01	20.09	21.87	22.35	22.35	22.47	22.05	22.13	22.21	22.27	22.33
Precio regulado promedio / Precio regulado	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
Precio de potencia promedio regulado (Soles/kw-mes)	19.15	20.37	22.18	22.66	22.66	22.78	22.36	22.44	22.52	22.58	22.64
Ingreso garantizado por potencia teórico (Millones de S/)	1,778	2,215	2,606	2,750	2,828	2,920	2,942	3,029	3,116	3,201	3,287
Factor de ajuste promedio	0.71	0.65	0.68	0.72	0.76	0.79	0.82	0.84	0.86	0.87	0.89

Fuente: Elaboración propia, 2016

Para la proyección del precio de potencia se utilizan los mismos cálculos realizados por OSINERGMIN para la fijación de tarifas, y emplearán los siguientes supuestos: (i) El costo de capacidad por unidad de potencia efectiva será de 61,47 USD/Kw-año (promedio histórico 2013-2016) considerando su baja volatilidad; (ii) El margen de reserva se incrementará en función de la potencia relacionada con el ingreso de centrales de reserva fría (Pucallpa, Puerto Maldonado e Iquitos); (iii) La tasa de indisponibilidad fortuita se mantiene, considerando el valor fijado históricamente; (iv) El precio de potencia en soles se calcula empleando las proyecciones del tipo de cambio del BCRP al 30-jun-16. Empleando dichos supuestos el precio de potencia se calcula como el costo de capacidad incrementado por el margen de reserva y descontando la tasa de indisponibilidad fortuita.

Proyección precio de potencia	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Costo de capacidad (USD/Kw-año)	60.85	60.91	61.47	61.47	61.47	61.47	61.47	61.47	61.47	61.47	61.47
Margen de reserva (MRFO)	23.1%	20.9%	21.7%	22.7%	22.7%	23.3%	24.0%	24.4%	24.8%	25.2%	25.5%
Tasa de indisponibilidad fortuita (TIF)	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%
Precio básico de potencia (USD año)	77.64	76.36	77.59	78.18	78.19	78.61	79.01	79.30	79.56	79.78	79.99
Factor mensual	7.91%	7.91%	7.91%	7.91%	7.91%	7.91%	7.91%	7.91%	7.91%	7.91%	7.91%
Precio básico de potencia (mes)	6.14	6.04	6.14	6.18	6.18	6.22	6.25	6.27	6.29	6.31	6.33
Tipo de cambio (31-Mar)	3.097	3.328	3.465	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530
Precio de potencia (soles/kw-mes)	19.01	20.09	21.26	21.82	21.82	21.94	22.05	22.13	22.21	22.27	22.33

Fuente: Elaboración propia, 2016

Para la proyección de la potencia firme remunerable se emplearán los siguientes supuestos: (i) La potencia firme representará el 95% (promedio histórico 2010-2015, excluyendo el año 2014 donde se reflejaron los efectos del siniestro ocurrido el 2013) de la potencia instalada de la empresa, la cual se espera incremente ligeramente a partir del 2018 con el inicio de operaciones de la Central Hidroeléctrica Huampaní (1,4 MW) y a partir del 2022 con el inicio de operaciones del nuevo proyecto energético (195 MW), asumiendo que no se generarán siniestros en los próximos años, y (ii) La potencia firme remunerable representará, aproximadamente, el 100% (promedio histórico 2012-2015, excluyendo el año 2014, donde se reflejaron los efectos del siniestro ocurrido el 2013) de la potencia firme, considerando su estabilidad en los últimos años.

Los resultados muestran que la tasa de crecimiento anual, compuesta de los ingresos por potencia se aceleran de 2% (periodo 2012-2015) a 5% (periodo 2016-2025) debido al crecimiento del precio de la potencia en los próximos años, por un efecto del tipo de cambio sobre el costo de capacidad en dólares y, a partir del 2017, por el crecimiento del factor de ajuste, ocasionado por el crecimiento de la potencia demandada a un mayor ritmo que las entradas de potencia firme al sistema.

Ingresos por Potencia - Enel	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia firme remunerable total (Mw-mes)	1,639	1,661	1,661	1,662	1,662	1,662	1,662	1,847	1,847	1,847	1,847
Precio de potencia promedio regulado (soles/kw-mes)	19.15	20.37	21.55	22.13	22.13	22.25	22.36	22.44	22.52	22.58	22.64
Factor de ajuste	0.71	0.65	0.68	0.72	0.76	0.79	0.82	0.84	0.86	0.87	0.89
Ingresos por potencia (millones de S/)	268	264	294	318	336	351	366	418	429	438	447

Fuente: Elaboración propia, 2016

- **Ingresos por peaje**

Los ingresos por peaje se calculan en función de la potencia consumida por los clientes de la empresa y el precio de peaje promedio que es fijado por OSINERGMIN una vez al año.

Para la proyección de la potencia consumida por los clientes de la empresa se considera que la potencia consumida representará el 64% (promedio histórico 2012-2015) de la potencia contratada durante el año. Por otro lado, para la proyección del precio de peaje promedio se toma como base el precio fijado en el 2016 (30,44 soles/kw-mes) por OSINERGMIN, agregándole en los próximos años los cargos unitarios identificados por ampliación de la red de transmisión, el incremento de la compensación por seguridad del suministro de reserva fría y se actualizan los cargos por primas relacionadas a la generación RER, tomando en cuenta la entrada en operación proyectada para los próximos años.

Los resultados muestran un crecimiento de los ingresos por peaje explicado por el mayor precio de peaje que continúa creciendo debido a los cargos adicionales que se van agregando con la finalidad de compensar el desarrollo de proyectos que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda.

Ingresos por Peaje - Enel	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia contratada - clientes libres	622	866	964	853	853	789	789	789	719	719	719
Potencia contratada - clientes regulados	804	972	972	972	972	972	922	872	872	872	872
Potencia contratada total	1,426	1,838	1,936	1,824	1,824	1,761	1,711	1,661	1,591	1,591	1,591
Potencia consumida / contratada	0.72	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
Potencia consumida (Mw-mes)	1,021	1,175	1,238	1,167	1,167	1,126	1,094	1,062	1,017	1,017	1,017
Precio de peaje promedio (Soles/kw-mes)	23.35	30.44	34.29	39.64	41.27	43.21	45.74	48.42	51.26	54.27	57.46
Ingresos por peaje (Millones de S/)	286	429	509	555	578	584	601	617	626	663	702

Fuente: Elaboración propia, 2016

- **Otros ingresos**

Corresponden, principalmente, a compensaciones que recibe la empresa del COES. Debido a que no se cuenta con mayor información, para su proyección se supondrá que representan

el 1% (promedio histórico 2012-2015), considerando la estabilidad presentada en los últimos años.

Considerando la información comentada con anterioridad, se calculan los ingresos de la empresa que incluyen la venta de energía, potencia, peaje y otros. Los resultados muestran que las ventas presentan un crecimiento significativo en el 2016 y 2017 explicado principalmente por el incremento de las ventas por energía de acuerdo con lo mencionado en los puntos anteriores.

Ventas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Energía	1,217	1,280	1,320	1,415	1,455	1,528	1,566	1,596	1,642	1,691	1,763
Potencia y peaje	607	693	804	873	914	934	966	1,035	1,055	1,100	1,148
Otros ingresos	16	24	26	28	29	30	31	32	33	34	36
Total ventas	1,840	1,997	2,149	2,316	2,398	2,493	2,564	2,663	2,729	2,825	2,947
% Crecimiento de ventas	8%	9%	8%	8%	4%	4%	3%	4%	2%	4%	4%

Fuente: Elaboración propia, 2016

Anexo 20. Proyección de cuentas por cobrar

Compuestas, principalmente, por el rubro cuentas por cobrar comerciales, las cuales representan el 82% en promedio del total de cuentas por cobrar generadas por la venta de energía, potencia y peaje. Adicionalmente, compuesto por cuentas por cobrar relacionadas (2%) generadas por servicios de administración y otras cuentas por cobrar (16%).

Cuenta por cobrar	2011	2012	2013	2014	2015
Cuentas por cobrar comerciales	135,589	144,957	155,090	177,078	335,025
Cuentas por cobrar relacionadas - PC	1,109	58	26,986	4,797	3,048
Cuentas por cobrar relacionadas - PNC	-	-	-	-	6,140
Otras cuentas por cobrar	9,032	8,401	111,294	73,998	38,449
Total	145,730	153,416	293,370	255,873	382,662

*PC: Parte corriente, PNC: Parte no corriente

Fuente: SMV - Estados Financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Las cuentas por cobrar comerciales se clasifican en base a su antigüedad en vigentes y deterioradas (pendiente de cobro de 1 a más días) que incluyen las cuentas por cobrar pendientes de un cliente libre con el cual se mantiene un proceso de arbitraje iniciado en el 2015 y resuelto a Sep-16. Así mismo, se observa que, a partir del 2013, las cuentas por cobrar de los clientes libres presentan un crecimiento, representando la mayor parte del total de cuentas por cobrar comerciales.

Cuenta por cobrar comerciales	2011	2012	2013	2014	2015
Entidades relacionadas	53,427	49,106	37,725	31,729	43,640
Clientes libres	45,724	39,786	52,540	94,586	252,739
Clientes empresas distribuidoras	33,478	52,895	47,035	44,320	47,784
Clientes COES	2,960	3,170	17,790	6,443	13,582
Estimaciones por deterioro de CXC	-	-	-	-	-22,720
Cuenta por cobrar comerciales	135,589	144,957	155,090	177,078	335,025

Fuente: SMV - Estados Financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Las cuentas por cobrar relacionadas incluyen dividendos declarados pendientes de cobro a Enel Brasil en periodos puntuales (2013 y 2015) y cobros por servicios de administración, las cuales no presentan una relación significativa con los ingresos percibidos por dicho concepto.

Cuenta por cobrar relacionadas	2011	2012	2013	2014	2015
Edelnor S.A.A.*	29	58	55	3,219	724
EEPSA*	1,080	-	743	1,562	2,324
Enel Trade*	-	-	-	16	-
Enel Brasil	-	-	26,188	-	6,140
Total CXC relacionadas - diversas	1,109	58	26,986	4,797	9,188

*Servicios de administración

Fuente: SMV - Estados Financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Las Otras cuentas por cobrar consideran, a partir de 2013, estimaciones por indemnizaciones de la compañía de seguros, debido al siniestro ocurrido en la Unidad TG7 (Central Santa Rosa) y en la subsidiaria en la Unidad G1 (Central Chimay) los cuales fueron cobrados en su totalidad a Sep-16. Los demás rubros presentan un importe fijo en los últimos años.

Otras cuentas por cobrar	2011	2012	2013	2014	2015
Reembolso por daños materiales y lucro cesante	-	-	104,718	56,500	29,155
Servicio de agua potable y alcantarillado de Lima	3,608	3,608	3,608	3,609	3,608
Reclamos a terceros	864	864	823	863	864
Préstamos al personal	579	703	1,379	2,135	2,492
Servicio de Instalaciones hidroeléctricas	-	-	-	7,799	-
Penalizaciones a proveedores	-	-	-	756	1,066
Mantenimiento presa Yuracmayo	-	-	-	1,569	891
Diversas cuentas por cobrar	7,908	7,396	4,936	4,937	4,543
Estimación de cobranza dudosa	-3,927	-4,170	-4,170	-4,170	-4,170
Crédito fiscal	-	-	-	-	-
Indemnización por cobrar	-	-	-	-	-
Total	9,032	8,401	111,294	73,998	38,449

Fuente: SMV - Estados Financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Para la proyección de las cuentas por cobrar comerciales se emplean los siguientes supuestos: **(i)** Las cuentas por cobrar deterioradas representarán el 22% (promedio histórico disponible) del total de cuentas por cobrar comerciales; **(ii)** No se considera la ocurrencia de litigios con clientes adicionales al sostenido actualmente, y **(iii)** La política de días de cobranza será de 43 días (cifra 2015 ajustada aislando el efecto del deterioro generado por el litigio actual de S/ 145 millones), se considera el último año debido al incremento de la participación de clientes libres que pueden acceder a mejores condiciones de crédito en un entorno de mayor competencia en la industria.

Cuentas por Cobrar	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cuentas por Cobrar Comerciales	219,807	238,600	256,765	276,667	286,409	297,751	306,235	318,128	326,041	337,499	352,026
Días de cobranza	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43

Fuente: Elaboración propia

Para la proyección de las cuentas por cobrar relacionadas se emplean los siguientes supuestos: **(i)** Los dividendos declarados de empresas relacionadas se cobran en el mismo año, y **(ii)** Las cuentas por cobrar relacionadas por servicios de administración representarán el 0,2% (cifra 2015) del total de activos.

Cuenta por cobrar relacionadas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Edelnor S.A.A.	724										
EEPSA	2,324										
Enel Trade	-										
Total CXC relacionadas ajustadas	3,048	2,927	3,066	3,166	3,308	3,477	3,680	3,751	3,845	3,953	3,958

Total Activos (millones de S/)	4,414	4,239	4,440	4,586	4,791	5,036	5,330	5,432	5,568	5,726	5,732
--------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Para la proyección de las otras cuentas por cobrar relacionadas se emplean los siguientes supuestos: **(i)** No se generarán nuevos siniestros en los próximos años; **(ii)** No se proyectan eventos puntuales, tales como penalidades y otros, y **(iii)** Los otros rubros consideran el saldo observado en el último periodo (2015) el cual se mantiene desde años anteriores.

Otras cuentas por cobrar	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Reembolso por daños materiales y lucro cesante	29,155	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servicio de agua potable y alcantarillado de Lima	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608	3,608
Reclamos a terceros	864	864	864	864	864	864	864	864	864	864	864
Préstamos al personal	2,492	2,492	2,492	2,492	2,492	2,492	2,492	2,492	2,492	2,492	2,492
Servicio de instalaciones hidroeléctricas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penalidades a proveedores	1,066	665	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mantenimiento presa Yuracmayo	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891
Diversas cuentas por cobrar	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543
Estimación de cobranza dudosa	-4,170	-4,170	-4,170	-4,170	-4,170	-4,170	-4,170	-4,170	-4,170	-4,170	-4,170
Crédito fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indemnización por cobrar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	38,449	8,893	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Anexo 21. Proyección de cuentas por pagar

Las cuentas por pagar están compuestas, principalmente, por: (i) Cuentas por pagar comerciales, las cuales representan el 65% en promedio del total de cuentas por pagar generadas por la compra de energía, potencia y peaje, contrato de mantenimiento con Siemens y proveedores de obras en curso; (ii) Cuentas por pagar relacionadas (3%) generadas por servicios de administración, y (iii) Otras cuentas por pagar (32%) generadas por seguros y otros.

Cuenta por pagar	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Cuentas por pagar comerciales	97,499	190,187	294,005	211,096	184,058	45%	74%	80%	67%	58%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	-	4,769	3,574	14,079	33,836	0%	2%	1%	4%	11%
Otras cuentas por pagar	116,933	61,897	71,923	88,949	98,845	55%	24%	19%	28%	31%
Total	214,432	256,853	369,502	314,124	316,739	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SMV - Estados Financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Las cuentas por pagar comerciales se vieron afectadas por siniestros ocurridos en el 2013 (CT Santa Rosa) y 2014 (CH Chimay), principalmente en los rubros de mantenimiento para las turbinas afectadas y obras en curso para la rehabilitación de la infraestructura dañada. Una de las principales cuentas corresponde a la compra de energía, potencia y peaje, las cuales se realizan en el mercado *spot* para atender la demanda de sus clientes.

Cuenta por pagar comerciales	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Compra de energía, potencia y peaje	16,553	26,906	19,083	41,022	45,781	17%	14%	6%	19%	25%
Suministro, transp. y distrib. de gas	22,836	20,950	26,402	26,606	32,143	23%	11%	9%	13%	17%
Otros	21,792	35,108	34,017	21,693	31,255	22%	18%	12%	10%	17%
Subtotal cuentas por pagar comerciales	61,181	82,964	79,502	89,321	109,179					
Contrato de mantenimiento con Siemens	10,179	29,208	62,637	36,216	41,260	10%	15%	21%	17%	22%
Proveedores de obras en curso	26,139	78,015	151,866	85,559	33,619	27%	41%	52%	41%	18%
Total cuenta por pagar comerciales	97,499	190,187	294,005	211,096	184,058	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SMV - Estados Financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Las otras cuentas por pagar consideran, entre otros, los seguros contratados para sus propiedades, plantas y equipos que representan la mayor parte de los activos de la empresa. En el 2011 se registró el pago pendiente del impuesto a la renta que se repitió en años posteriores.

Otras cuentas por pagar	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Impuesto General a las Ventas	7,323	10,363	4,429	17,105	16,063	6%	17%	6%	19%	16%
Impuesto a la renta, neto	63,958	-	-	-	-	55%	0%	0%	0%	0%
Tributos	3,904	3,725	3,506	3,434	3,423	3%	6%	5%	4%	3%
Remuneraciones	4,526	3,429	5,136	5,655	6,089	4%	6%	7%	6%	6%
Participación de los trabajadores	12,706	10,993	13,407	14,340	15,758	11%	18%	19%	16%	16%
Aportes a entes reguladores	-	5,991	6,293	6,549	8,803	0%	10%	9%	7%	9%
Seguros	6,242	15,071	28,124	25,537	28,638	5%	24%	39%	29%	29%
Fondo de Inclusión Social Energético	-	2,719	5,082	9,433	14,389	0%	4%	7%	11%	15%
Dividendos por pagar accionistas minoritarios	7,145	-	-	-	-	6%	0%	0%	0%	0%
Diversas	11,129	9,606	5,946	6,896	5,682	10%	16%	8%	8%	6%
Total	116,933	61,897	71,923	88,949	98,845	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SMV - Estados Financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Para la proyección de las cuentas por pagar comerciales se emplean los siguientes supuestos: **(i)** La política de días de pago será de 36 días (cifra 2015) relacionado con una estructura que considera mayores compras de energía en el mercado *spot*; **(ii)** Las cuentas por pagar relacionadas al contrato de mantenimiento serán el 1,3% (cifra 2015) del costo de maquinarias y equipos, en el que se incluyen las turbinas entre otros, y **(iii)** Las cuentas por pagar relacionadas a los proveedores de obras en curso serán del 1% del costo de maquinaria y equipo, debido a que las obras en curso se transfieren casi en su totalidad (94%) al rubro maquinaria y equipo. Con estos supuestos los días de pago por el total de cuentas por pagar alcanzarían en promedio 57 días.

Cuenta por pagar comerciales	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Compra de energía, potencia y peaje	45,781										
Suministro, transp. y distrib. de gas	32,143										
Otros	31,255										
Subtotal cuentas por pagar comerciales	109,179	118,935	127,990	137,910	142,767	148,420	152,649	158,578	162,522	168,233	175,475
Contrato de mantenimiento con Siemens	41,260	42,124	42,569	42,976	43,359	43,731	49,274	50,675	52,083	53,497	54,922
Proveedores de obras en curso	33,619	34,323	34,686	35,017	35,330	35,632	40,149	41,291	42,437	43,590	44,751
Costo de ventas	1,092,218	1,189,817	1,280,401	1,379,644	1,428,225	1,484,786	1,527,092	1,586,399	1,625,858	1,682,993	1,755,435
Días de pago comercial ajustada	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
AF costo - maquinarias y equipos	3,234,604	3,302,353	3,337,260	3,369,139	3,399,188	3,428,286	3,862,831	3,972,733	4,083,042	4,193,966	4,305,656

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Las cuentas por pagar relacionadas y las otras cuentas por pagar se proyectan como un porcentaje del total de activos (1 y 2%, respectivamente) manteniendo el criterio empleado para las cuentas menos relevantes.

Cuentas por pagar	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Cuentas por pagar relacionadas	33,836	32,493	34,036	35,148	36,719	38,600	40,856	41,638	42,678	43,887	43,939
Otras cuentas por pagar	98,845	94,922	99,429	102,679	107,268	112,763	119,352	121,638	124,676	128,207	128,359
Total activos	4,414,341	4,239,158	4,440,426	4,585,547	4,790,514	5,035,898	5,330,186	5,432,275	5,567,932	5,725,618	5,732,397

Fuente: Elaboración propia, 2016

Anexo 22. Proyección de inventarios

Los inventarios están compuestos, principalmente, por el rubro materiales para mantenimiento (75%) relacionado con suministros y repuestos empleados en las centrales, y el rubro petróleo (24%) relacionado con el combustible empleado para la operación de las centrales termoeléctricas, cuando no se dispone de gas natural.

Inventarios	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Materiales para mantenimiento	50,040	49,500	49,984	52,487	55,075	76%	72%	74%	74%	73%
Materiales para mantenimiento	58,028	57,690	57,723	60,672	63,533					
Estimación para desvalorización de inventarios	-7,988	-8,190	-7,739	-8,185	-8,458					
Petróleo	14,316	19,104	17,788	17,850	17,600	22%	28%	26%	25%	23%
Materiales en tránsito	1,266	127	72	789	2,279	2%	0%	0%	1%	3%
Total	65,622	68,731	67,844	71,126	74,954	100%	100%	100%	100%	100%

Días de inventario	2011	2012	2013	2014	2015
	29	27	28	25	25

Fuente: SMV - Estados Financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

El rubro de materiales para mantenimiento presenta un crecimiento sostenido en los últimos años, asociado a las mayores inversiones realizadas para mantener operativas las centrales, dada su antigüedad. Por otro lado, el rubro de petróleo presentó un incremento significativo en el año 2012, debido a los mantenimientos realizados al gaseoducto de Camisea por Pluspetrol reduciendo la disponibilidad de gas en las centrales termoeléctricas.

Considerando lo indicado previamente, la política de días de inventario presenta una tendencia decreciente, explicado principalmente por el incremento del costo de venta y un mayor consumo de petróleo en el 2012.

Para la proyección de los inventarios se emplean los siguientes supuestos: (i) La política de días de inventario se establece en 25 días (cifra 2015) considerando un crecimiento del costo de ventas por mayor generación de energía de los próximos años, lo que se contrarresta con el incremento de los inventarios producto de mayores materiales para mantenimiento que se requerirán para asegurar la operatividad de las centrales termoeléctricas.

Inventarios	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Materiales para mantenimiento	55,075										
Materiales para mantenimiento	63,533										
Estimación para desvalorización de inventarios	-8,458										
Petróleo	17,600										
Materiales en tránsito	2,279										
Total inventarios	74,954	81,652	87,868	94,679	98,013	101,894	104,797	108,867	111,575	115,496	120,468

Días de inventario	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Anexo 23. Activos fijos

El activo fijo se compone principalmente de maquinaria y equipo relacionado con turbinas, generadores, entre otros equipos, y edificios y otras construcciones relacionados con la infraestructura de las centrales de generación de energía que posee.

Activo Fijo	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Terrenos	24,731	23,632	23,632	23,632	28,629	0%	0%	0%	0%	0%
Edificio y otras constr.	3,135,687	3,142,228	3,146,392	3,154,659	3,159,017	50%	49%	49%	48%	47%
Maquinaria y equipo	2,867,173	2,948,478	2,898,610	3,110,649	3,234,604	46%	46%	45%	48%	49%
Unidades de transporte	3,481	3,230	2,792	2,503	2,081	0%	0%	0%	0%	0%
Muebles y enseres	4,614	4,851	4,874	4,907	3,789	0%	0%	0%	0%	0%
Equipos Diversos	25,027	26,120	26,307	26,750	29,109	0%	0%	0%	0%	0%
Trabajos en curso	174,570	204,418	305,418	210,579	205,046	3%	3%	5%	3%	3%
Costo Total	6,235,283	6,352,957	6,408,025	6,533,679	6,662,275	100%	100%	100%	100%	100%

*Cifras en miles de soles

Fuente: SMV - Estados financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

El movimiento de esta cuenta se genera de la siguiente manera:

$$\text{Saldo Final AF} = \text{Saldo Inicial AF} + \text{Adiciones AF} - \text{Venta o Retiro AF} + \text{Transferencias AF}$$

Movimientos	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Saldo inicial	6,147,628	6,235,283	6,352,957	6,408,025	6,533,679					
Adiciones	88,284	119,547	199,965	142,966	136,918	1.4%	1.9%	3.1%	2.2%	2.1%
Venta y/o retiro	-629	-1,873	-144,897	-17,312	-8,322	0.0%	0.0%	-2.3%	-0.3%	-0.1%
Transferencia	-	-	-	-	-					
Saldo Final	6,235,283	6,352,957	6,408,025	6,533,679	6,662,275					

*Cifras en miles de soles

Fuente: SMV - Estados financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Las adiciones representan, en promedio, el 2% del costo del activo fijo durante el periodo 2011-2015 y corresponderían a inversiones en mantenimiento (Capex de mantenimiento) relacionados, principalmente, a trabajos en curso para extender la vida útil de las unidades de generación de las distintas centrales. Estos trabajos en curso se transfieren durante el año a otras cuentas del activo fijo, principalmente a maquinaria y equipo (94%), edificios y otras construcciones (5%) y equipos diversos (1%). Cabe señalar que no se ha identificado Capex de inversión en los últimos años ya que la empresa no ha realizado nuevos proyectos.

Para la proyección del AF se emplean los siguientes supuestos: (i) El Capex de inversión para la ejecución del nuevo proyecto energético se estima en S/ 1.376 millones, que se distribuyen durante el periodo 2017-2021, tomando como referencia la ejecución de proyectos similares, posteriormente se considera un 2% de los costos totales de AF que permitirán el desarrollo de nuevos proyectos a futuro; (ii) El Capex de mantenimiento será de 1% de los costos totales de AF (promedio histórico periodo 2011-2015, sin considerar los años 2013, 2014 y 2015, por siniestros que afectaron el valor del mantenimiento); (iii) Se asume que no se generarán siniestros en los próximos años, y se mantendrá el promedio histórico de ventas o retiros respecto al costo total del AF; (iv) Las transferencias de las obras en curso representarán el 29% de los trabajos en curso acumulados (promedio histórico periodo 2011-2015, sin considerar año 2014, en los que se transfieren los trabajos en curso por siniestro en central termoeléctrica Santa Rosa), y (v) Las obras en curso se transferirán a las cuentas de maquinaria y equipo, edificios y otras construcciones y equipos diversos en 94%, 5%, y 1% respectivamente (promedio histórico periodo 2011-2015 de las transferencias).

Activo fijo	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Terrenos	28,629	28,629	43,352	43,352	43,352	43,352	43,352	46,297	49,241	52,186	55,130
Edificio y otras constr.	3,159,017	3,163,070	3,165,340	3,167,463	3,169,502	3,171,513	4,127,287	4,185,227	4,243,206	4,301,237	4,359,326
Maquinaria y equipo	3,234,604	3,302,353	3,337,260	3,369,139	3,399,188	3,428,286	3,862,831	3,972,733	4,083,042	4,193,966	4,305,656
Unidades de transporte	2,081	2,081	3,415	3,415	3,415	3,415	3,415	3,415	3,415	3,415	3,415
Muebles y enseres	3,789	3,789	3,856	3,856	3,856	3,856	3,856	3,856	3,856	3,856	3,856
Equipos diversos	29,109	29,990	31,512	31,973	32,416	32,853	33,288	33,727	34,175	34,634	35,106
Trabajos en curso	205,046	118,938	360,607	598,597	997,866	1,049,101	94,711	230,656	367,361	504,609	642,245
Costo total	6,662,275	6,648,849	6,945,341	7,217,795	7,649,594	7,732,376	8,168,739	8,475,910	8,784,296	9,093,902	9,404,733

Movimientos	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Saldo inicial	6,533,679	6,662,275	6,648,849	6,945,341	7,217,795	7,649,594	7,732,376	8,168,739	8,475,910	8,784,296	9,093,902
Adiciones	136,918	66,623	303,432	279,703	439,334	90,766	444,434	315,698	317,234	318,776	320,324
Venta y/o retiro	-8,322	-80,048	-6,940	-7,250	-7,534	-7,985	-8,071	-8,527	-8,847	-9,169	-9,493
Transferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo final	6,662,275	6,648,849	6,945,341	7,217,795	7,649,594	7,732,376	8,168,739	8,475,910	8,784,296	9,093,902	9,404,733

*Cifras en miles de soles

Fuente: SMV - Estados financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Depreciación

La depreciación del activo fijo se concentra en los rubros de edificios y otras construcciones (36%) y maquinaria y equipo (63%).

Depreciación acumulada	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Terrenos						0%	0%	0%	0%	0%
Edificio y otras constr.	838,456	897,629	957,388	1,017,677	1,078,045	36%	35%	36%	36%	35%
Maquinaria y equipo	1,495,183	1,643,009	1,681,898	1,814,730	1,969,750	63%	64%	63%	63%	64%
Unidades de transporte	3,044	2,966	2,711	2,467	2,073	0%	0%	0%	0%	0%
Muebles y enseres	3,893	4,114	4,275	4,428	3,357	0%	0%	0%	0%	0%
Equipos Diversos	17,970	19,716	21,433	23,027	24,172	1%	1%	1%	1%	1%
Trabajos en curso						0%	0%	0%	0%	0%
Total	2,358,546	2,567,434	2,667,705	2,862,329	3,077,397	100%	100%	100%	100%	100%

*Cifras en miles de soles

Fuente: SMV - Estados financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

El movimiento de esta cuenta se calcula como:

$$\text{Depreciación Final} = \text{Depreciación Inicial} + \text{Depreciación del Periodo}$$

Para la proyección de la depreciación se emplean los siguientes supuestos: **(i)** se toma como tasa de depreciación la observada en el último periodo (2015), y **(ii)** la depreciación del periodo se calcula como la multiplicación del saldo de AF con la tasa de depreciación respectiva calculada.

Tasa de depreciación	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Terrenos											
Edificio y otras constr.	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Maquinaria y equipo	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Unidades de transporte	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Muebles y enseres	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Equipos diversos	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Trabajos en curso											

Depreciación del periodo	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Terrenos											
Edificio y otras constr.	60,368	60,445	60,489	60,529	60,568	60,607	78,871	79,979	81,087	82,196	83,306
Maquinaria y equipo	158,799	162,125	163,839	165,404	166,879	168,308	189,641	195,037	200,452	205,898	211,381
Unidades de transporte	28	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Muebles y enseres	90	90	92	92	92	134	-	-	-	-	-
Equipos diversos	1,551	1,598	1,679	1,704	1,727	1,751	1,774	1,797	1,821	1,845	1,871
Trabajos en curso											
Total	220,836	224,266	226,098	227,728	229,266	230,799	270,286	276,812	283,360	289,939	296,557

Depreciación acumulada	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Terrenos											
Edificio y otras constr.	1,078,045	1,138,490	1,198,979	1,259,509	1,320,077	1,380,684	1,459,555	1,539,534	1,620,620	1,702,816	1,786,122
Maquinaria y equipo	1,969,750	2,131,875	2,295,714	2,461,118	2,627,997	2,796,304	2,985,945	3,180,982	3,381,434	3,587,332	3,798,713
Unidades de transporte	2,073	2,081	2,081	2,081	2,081	2,081	2,081	2,081	2,081	2,081	2,081
Muebles y enseres	3,357	3,447	3,539	3,630	3,722	3,856	3,856	3,856	3,856	3,856	3,856
Equipos diversos	24,172	25,770	27,449	29,153	30,880	32,630	34,404	36,201	38,022	39,867	41,738
Trabajos en curso											
Total	3,077,397	3,301,663	3,527,762	3,755,490	3,984,756	4,215,555	4,485,841	4,762,653	5,046,013	5,335,951	5,632,509

*Cifras en miles de soles

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Anexo 24. Deuda

La deuda financiera se divide en función de su vencimiento en parte corriente y parte no corriente, presentando una proporción 40% / 60% (cifra 2015).

Deuda	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Obligaciones Financieras Parte Corriente	171,188	146,175	165,515	119,832	262,209	16%	17%	21%	15%	42%
Obligaciones Financieras Parte No Corriente	878,480	730,399	638,999	693,379	368,507	84%	83%	79%	85%	58%
Total	1,049,668	876,574	804,514	813,211	630,716	100%	100%	100%	100%	100%

*Cifras en miles de soles

Fuente: SMV - Estados financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

Las obligaciones financieras están constituidas por bonos corporativos (42% promedio 2011-2015), préstamos bancarios (38%) y arrendamiento financiero (20%), lo que representa una fuente diversificada de financiamiento. Asimismo, se incluyen instrumentos financieros derivados, los cuales serán descritos en su respectivo anexo.

Obligaciones Financieras	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Bonos Corporativos	486,180	420,763	338,275	248,536	253,481	46%	48%	43%	31%	40%
Préstamos Bancarios	323,957	269,837	282,947	413,100	253,436	31%	31%	36%	51%	40%
Arrendamiento Financiero	230,844	178,504	167,260	148,591	122,301	22%	20%	21%	18%	19%
Instrumentos Derivados	8,687	7,470	4,849	2,944	1,498	1%	1%	1%	0%	0%
Total Obligaciones Financiera Parte No Corriente	1,049,668	876,574	793,331	813,171	630,716	100%	100%	100%	100%	100%

*Cifras en miles de soles

Fuente: SMV - Estados financieros consolidados ENEL GENERACIÓN PERÚ (Antes EDEGEL)

En los últimos años se observa que la mayor proporción de la deuda corresponde a bonos corporativos, contando con 6 emisiones vigentes y adicionalmente un quinto programa aprobado desde el 2013, del cual hasta el momento no ha realizado emisiones ya que no ha requerido de mayor financiamiento. Debido a que no se prevén inversiones significativas en los próximos años, se supondrá que cualquier requerimiento de fondos se obtendrá a través de préstamos bancarios a corto plazo. Respecto a los préstamos bancarios, estos se incrementaron significativamente en el 2015 por un préstamo tomado por USD 36MM con Bank of Nova Scotia por un plazo de 1,5 años para el pago de obligaciones financieras y capital de trabajo. Por otro lado, el arrendamiento financiero con el Scotiabank, presenta un vencimiento a marzo de 2017.

Para la proyección de las obligaciones financieras se emplean los siguientes supuestos: **(i)** Se amortizan las obligaciones financieras de acuerdo con los cronogramas de pago respectivos; **(ii)** No se realizarán prepagos significativos de los financiamientos vigentes; y **(iii)** Se realizarán 5 nuevas emisiones anuales en soles por un total de S/ 895 millones durante el periodo 2017-2021 que permitirán financiar el 65% del desarrollo del nuevo proyecto energético (acorde al desarrollo de proyectos similares), las principales condiciones financieras de las emisiones son: plazo de 8 años y tasa de 5.66% (datos promedio de las obligaciones de la empresa a set-16), pago de cupones en cada semestre y pago del principal al vencimiento.

Los resultados muestran que el nivel de deuda se incrementa en los próximos años, alcanzando un máximo de 18% del total de activos, producto de las nuevas emisiones que se destinarán al desarrollo del nuevo proyecto energético.

Deuda	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Obligaciones Financieras Parte Corriente	262,209	127,056	132,718	58,719	36,898	1,116	26,144	1,105	1,105	180,076	180,048
Obligaciones Financieras Parte No Corriente	368,507	273,357	328,092	453,542	597,213	776,184	930,155	930,155	930,155	751,184	572,213
Total	630,716	400,413	460,810	512,261	634,111	777,300	956,299	931,260	931,260	931,260	752,261

*Cifras en miles de soles

Fuente: Elaboración propia, 2016

Gastos financieros

Los gastos financieros corresponden a los intereses generados por las obligaciones financieras contraídas por la empresa. Se puede observar que la empresa maneja una tasa de endeudamiento baja entre 5 y 6% en los últimos años.

Gastos Financieros	2011	2012	2013	2014	2015
Gastos Financieros	104,955	54,761	43,610	39,088	39,794
Deuda Financiera	1,049,668	876,574	804,514	813,211	630,716
Costo Financiero	10%	6%	5%	5%	6%

*Cifras en miles de soles

Fuente: Elaboración propia, 2016

Para la proyección de gastos financieros se consideran los intereses generados en función a los calendarios de pago de las obligaciones financieras vigentes y nuevas. Los resultados muestran que el gasto financiero se va incrementando producto de las nuevas emisiones, con una tasa de endeudamiento que se mantendrá en los próximos años considerando que las nuevas emisiones se realizan a la tasa promedio de las obligaciones financieras que mantiene la empresa.

Gastos financieros	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gastos financieros	39,794	18,862	19,373	26,278	33,888	41,313	49,402	53,677	52,888	52,888	47,823
Deuda financiera	630,716	400,413	460,810	512,261	634,111	777,300	956,299	931,260	931,260	931,260	752,261
Costo financiero	6%	5%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%

*Cifras en miles de soles

Fuente: Elaboración propia, 2016

Anexo 25. Valorización mediante múltiplos de cotización

Como método alternativo de valoración se emplea el método de múltiplos de cotización, el cual permite estimar el valor de la empresa empleando indicadores de empresas similares que relacionen sus propios valores y medidas de resultado financiero; posteriormente, estos indicadores se aplican sobre las medidas de resultado financiero de la propia empresa a valorar, para estimar, finalmente, el valor de la empresa. Entre los múltiplos más usados se encuentran los basados en el *Price Earning Ratio* (PER) y la relación entre el valor empresarial y EBITDA (EV/EBITDA).

Para la selección de las empresas comparables se consideraron los siguientes criterios: (i) Cotización en bolsa; (ii) Giro de negocio: generación de energía; (iii) Zona geográfica: operación en Latinoamérica, y (iv) Tamaño: capitalización de mercado entre 3,5 y 10 mil millones de soles. Los resultados muestran que el precio de la acción estimado fluctuaría entre 3,06 y 3,43 soles.

Nombre	País	Market Cap*	Múltiplos	
			Price to Earnings	EV/EBITDA
Compañía energética de Sao Paulo	Brasil	4,137	13.1x	17.7x
Compañía energética del Marañón	Brasil	3,459	8.1x	7.9x
Engie Energía Perú	Perú	5,021	8.2x	7.3x
AES Gener	Chile	10,018	11.5x	8.4x
Pehuenche	Brasil	10,068	18.8x	13.6x
Promedio			12.0x	11.0x

*En millones de PEN

Precio de la acción (Soles)	3.06	3.43
------------------------------------	-------------	-------------

Enel Generación Perú	Perú	6,770	19.8x	10.4x
----------------------	------	-------	-------	-------

Fuente: Bloomberg

Anexo 26. Estados financieros históricos y proyectados – estado de resultados

EGP	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos por Ventas	1,840,060	1,997,378	2,149,444	2,316,045	2,397,600	2,492,550	2,563,570	2,663,130	2,729,372	2,825,286	2,946,897
Costo de Generación	-1,092,218	-1,398,161	-1,280,401	-1,379,644	-1,428,225	-1,484,786	-1,527,092	-1,586,399	-1,625,858	-1,682,993	-1,755,435
Utilidad Bruta	747,842	599,217	869,043	936,401	969,375	1,007,764	1,036,478	1,076,732	1,103,514	1,142,293	1,191,461
Gastos Administrativos	-92,956	-76,241	-82,045	-88,405	-91,518	-95,142	-97,853	-101,653	-104,181	-107,843	-112,485
Otros, neto	25,161	22,134	19,376	20,878	21,613	22,469	23,109	24,006	24,604	25,468	26,564
Total gastos operativos	-67,795	-54,107	-62,670	-67,527	-69,905	-72,673	-74,744	-77,647	-79,578	-82,374	-85,920
Utilidad Operativa	680,047	545,110	806,373	868,874	899,470	935,091	961,734	999,085	1,023,936	1,059,918	1,105,541
Participación en asociada	31,761	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos financieros	2,281	8,185	11,269	13,400	13,150	23,950	27,328	28,981	31,894	35,453	34,770
Gastos financieros	-39,794	-18,862	-19,373	-26,278	-33,888	-41,313	-49,402	-53,677	-52,888	-52,888	-47,823
Pérdida por diferencia de cambio	-12,661	880	-5,274	609	-	-	-	-	-	-	-
Resultado antes de Impuestos	661,634	535,313	792,996	856,605	878,733	917,728	939,661	974,388	1,002,941	1,042,483	1,092,488
Impuesto a las ganancias	-192,843	-153,880	-217,339	-236,068	-233,639	-243,911	-249,849	-259,010	-266,644	-277,097	-290,337
Utilidad (Pérdida) Neta	468,791	381,433	575,657	620,537	645,094	673,817	689,812	715,378	736,297	765,386	802,151
Utilidad Neta atribuible a:	468,791	381,433	575,657	620,537	645,094	673,817	689,812	715,378	736,297	765,386	802,151
Propietarios de la controladora	453,915	368,396	555,981	599,327	623,044	650,786	666,234	690,926	711,130	739,225	774,733
Participaciones no controladoras	14,876	13,038	19,676	21,210	22,050	23,031	23,578	24,452	25,167	26,161	27,418
EBITDA	901,379	769,376	1,032,472	1,096,603	1,128,736	1,165,890	1,232,020	1,275,897	1,307,295	1,349,857	1,402,098

Fuente: Elaboración propia, 2016

Anexo 27. Estados financieros históricos y proyectados – balance general

ACTIVO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Activo Corriente											
Efectivo y Equivalentes de efectivo	86,309	288,139	396,697	471,715	462,937	843,107	962,044	1,020,212	1,122,755	1,248,068	1,224,005
Cuentas por Cobrar Comerciales	335,025	238,600	256,765	276,667	286,409	297,751	306,235	318,128	326,041	337,499	352,026
Cuentas por Cobrar a entidades relacionadas	3,048	2,927	3,066	3,166	3,308	3,477	3,680	3,751	3,845	3,953	3,958
Otras Cuentas por Cobrar	38,449	8,893	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228	8,228
Inventarios	74,954	81,652	87,868	94,679	98,013	101,894	104,797	108,867	111,575	115,496	120,468
Anticipos	149	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros	26,195	21,760	22,176	22,592	22,592	22,592	22,592	22,592	22,592	22,592	22,592
Otros activos financieros	-	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activo por impuesto a las ganancias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Activo Corriente	564,129	642,229	774,801	877,048	881,487	1,277,050	1,407,578	1,481,779	1,595,037	1,735,836	1,731,278
Activo No Corriente											
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	6,140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión en asociadas	198,107	198,107	198,107	198,107	198,107	198,107	198,107	198,107	198,107	198,107	198,107
Propiedad, planta y equipo	3,593,577	3,347,186	3,417,579	3,462,305	3,664,838	3,516,821	3,682,898	3,713,256	3,738,283	3,757,951	3,772,225
Activos Intangibles	52,324	51,636	49,939	48,088	46,081	43,920	41,603	39,132	36,506	33,724	30,788
Impuesto a la renta diferido activo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Activo No Corriente	3,850,212	3,596,929	3,665,625	3,708,499	3,909,026	3,758,848	3,922,608	3,950,495	3,972,896	3,989,782	4,001,119
TOTAL ACTIVO	4,414,341	4,239,158	4,440,426	4,585,547	4,790,514	5,035,898	5,330,186	5,432,275	5,567,932	5,725,618	5,732,397
PASIVO Y PATRIMONIO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pasivo Corriente											
Cuentas por pagar a partes relacionadas	33,836	32,493	34,036	35,148	36,719	38,600	40,856	41,638	42,678	43,887	43,939
Cuentas por Pagar Comerciales	184,058	195,382	205,245	215,904	221,456	227,783	242,071	250,544	257,042	265,321	275,148
Otras Cuentas por Pagar	98,845	94,922	99,429	102,679	107,268	112,763	119,352	121,638	124,676	128,207	128,359
Anticipos recibidos	6,531	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones	18,294	16,323	16,896	17,310	17,893	18,592	19,430	19,721	20,107	20,556	20,575
Obligaciones Financieras Parte Corriente	262,209	127,056	132,718	58,719	36,898	1,116	26,144	1,105	1,105	180,076	180,048
Pasivo por impuestos a las ganancias	453	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo Corriente	604,226	466,177	488,325	429,759	420,235	398,854	447,854	434,646	445,608	638,047	648,068
Pasivo No Corriente											
Obligaciones Financieras	368,507	273,357	328,092	453,542	597,213	776,184	930,155	930,155	930,155	751,184	572,213
Ingresos diferidos	89,736	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto a la Renta y Participaciones Diferidos	656,436	653,173	649,385	644,933	639,982	634,350	625,483	616,096	606,160	595,648	584,533
Provisiones	16,712	16,237	16,330	16,415	16,496	16,574	20,066	20,487	20,910	21,334	21,760
Provisiones por beneficios a los empleados	3,653	3,477	3,295	3,109	2,918	2,723	2,522	2,316	2,104	1,887	1,665
Total Pasivo No Corriente	1,135,044	946,243	997,102	1,118,000	1,256,610	1,429,830	1,578,226	1,569,054	1,559,329	1,370,053	1,180,172
TOTAL PASIVO	1,739,270	1,412,420	1,485,427	1,547,759	1,676,844	1,828,685	2,026,080	2,003,701	2,004,937	2,008,100	1,828,240
Patrimonio Neto											
Capital	2,302,144	2,545,961	2,545,961	2,545,961	2,545,961	2,545,961	2,545,961	2,545,961	2,545,961	2,545,961	2,545,961
Capital adicional	3,713	3,743	3,743	3,743	3,743	3,743	3,743	3,743	3,743	3,743	3,743
Otras Reservas de Capital	-	1,062	37,901	93,499	153,432	215,736	280,815	347,438	416,531	487,644	561,566
Otras Reservas de Patrimonio	-188,974	-181,475	-190,091	-196,303	-205,078	-215,582	-228,181	-232,551	-238,358	-245,109	-245,399
Resultados Acumulados	490,950	392,611	491,460	526,457	553,223	597,048	643,824	708,334	781,926	874,511	989,949
Total Patrimonio Neto	2,607,833	2,761,901	2,888,975	2,973,357	3,051,281	3,146,906	3,246,162	3,372,925	3,509,802	3,666,750	3,855,820
Participaciones no controladoras	67,238	64,836	66,025	64,431	62,388	60,308	57,944	55,649	53,193	50,768	48,337
TOTAL PATRIMONIO NETO	2,675,071	2,826,738	2,954,999	3,037,787	3,113,669	3,207,213	3,304,106	3,428,574	3,562,995	3,717,518	3,904,157
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	4,414,341	4,239,158	4,440,426	4,585,547	4,790,514	5,035,898	5,330,186	5,432,275	5,567,932	5,725,618	5,732,397

Fuente: Elaboración propia, 2016

Nota biográfica

Jorge Trujillo Canales

Es bachiller en Ingeniería Industrial por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Ha efectuado la Maestría en Finanzas Corporativas en la Universidad del Pacífico. Cuenta con 6 años de experiencia en el sistema financiero, trabajando en la evaluación de riesgos financieros en financiamientos corporativos y proyectos, así como en el establecimiento de políticas y metodologías de clasificación y seguimiento de clientes. Actualmente se desempeña como analista de admisión en la Gerencia de Riesgos de COFIDE.

Laura Vásquez López

Es ingeniera industrial por la Universidad de Lima. Ha efectuado la Maestría en Finanzas Corporativas en la Universidad del Pacífico. Cuenta con 5 años de experiencia en el sistema financiero, trabajando en la Mesa de Dinero del Banco Internacional del Perú como *Trader* de distribución viendo la cartera de clientes institucionales. Actualmente se desempeña como *Trader Senior* de distribución de la Mesa de Dinero del Banco Financiero, atendiendo la cartera de clientes de banca multinacional y banca gran empresa.

Pamela Wong Marín

Es bachiller en Ingeniería Industrial por la Universidad Ricardo Palma. Ha efectuado la Maestría en Finanzas Corporativas en la Universidad del Pacífico. Cuenta con 12 años de experiencia en consultoría de negocios y gestión de proyectos de implementación de sistemas y con 4 años de experiencia en planificación financiera. Actualmente se desempeña como gerente asociado de Planeamiento Financiero en la empresa San Fernando.