



“VALORIZACIÓN DE ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.”

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

Presentado por:

**Sr. Luis Alfredo Manrique Farfán
Sr. Marco Antonio Ramos Del Castillo
Sr. Jhonny Willians Yactayo Calderón**

Asesor: Jorge Eduardo Lladó Márquez

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

Lima, julio 2020

Resumen Ejecutivo

ENGIE Energía Perú nace en el año 1996 bajo el nombre de Powerfin Perú S.A. Al año siguiente, modificó su nombre a Energía del Sur S.A. y, posteriormente, en el 2007, pasó a ser EnerSur S.A. Finalmente, en el 2016, adopta el nuevo nombre de su grupo corporativo y pasó a llamarse ENGIE Energía Perú S.A.

ENGIE Energía Perú forma parte del grupo ENGIE, sociedad constituida bajo las leyes de Francia, cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París.

Desde el inicio de sus operaciones, ENGIE Energía Perú ha realizado inversiones por aproximadamente 2,300 millones de dólares (1997-2018), consolidándose como una de las mayores compañías de generación eléctrica del Perú con una potencia nominal total de 2,496 MW.

ENGIE Energía Perú, al 31 de diciembre de 2018, tiene emitidas 601.370.011 acciones en la Bolsa de Valores de Lima (BVL), todas son comunes y tienen el mismo derecho a voto. La acción no tiene mayor liquidez, debido a que el 89,39% es controlado por Grupo Engie y fondos de pensiones con posición larga en la inversión.

Dado que la empresa cotiza en Bolsa de Valores de Lima, se tiene implementados altos estándares de gobierno corporativo y responsabilidad social. En el 2018, Engie ingresa al Índice de Buen Gobierno Corporativo (IBGC), que es elaborado por la misma BVL y se publica una vez al año. Este reconocimiento fortalece el posicionamiento de la empresa frente al mercado y *stakeholders*, en general.

La empresa viene gestionando de manera activa las políticas de Responsabilidad Social Empresarial (RSE), minimizando el impacto de sus actividades en el país y mejorando la calidad de vida de las comunidades cercanas. En el 2018, implementó un proyecto de sistema de transporte eléctrico, a fin de promover la conservación del medio ambiente y la reducción de la huella de carbono.

El objetivo del presente trabajo es determinar el valor intrínseco de las acciones de Engie sobre la base de la información pública disponible. Para ello hemos investigado el mercado, vínculo con principales *stakeholders*, información pública de la empresa y otras valorizaciones e informes de consultoras líderes en el sector energía.

Toda esta información nos ha permitido determinar el valor intrínseco de la acción de la empresa a través de la metodología del Flujo de Caja Descontado (DCF¹), considerando un horizonte de proyección de cinco años y con una tasa de descuento del 8,08% determinada a través de la metodología del WACC². Con respecto al valor de perpetuidad, se consideró una tasa de

¹ DCF son las siglas de Discounted Cash Flow, la cual es una metodología que consiste en el descuento de flujos de caja esperados.

² WACC son las siglas en inglés de Weighted Average Cost of Capital, la cual es una metodología utilizada para determinar tasas de descuento.

crecimiento perpetuo “g” de 3,64% hallado, considerando un ROE de 12,14% y una tasa de retención del 30%.

Adicionalmente, se utilizó la metodología de valorización por múltiplos P/E y EV/EBITDA con los cuales se obtuvo un valor por acción de S/.6,97 y S/.8,40, respectivamente. Estos resultados son similares al valor intrínseco calculado a través del DCF, lo cual es evidencia de la consistencia de la valorización que desarrollamos en el presente informe.

Como resultado del análisis, se obtuvo un valor intrínseco de la acción de Engie de S/.8,27. Considerando que el precio de cierre al 31 de diciembre del 2018 fue de S/5,84, la recomendación es comprar.

Índice

Resumen Ejecutivo	2
Índice de tablas	6
Índice de gráficos	8
Bibliografía	9
Índice de Anexos	10
Notas biográficas	11
Capítulo I. Descripción del negocio	12
1. Historia.....	12
2. Líneas de negocio.....	12
3. Tipos de Cliente.....	13
4. Áreas geográficas	14
5. Hechos de importancia	14
6. Accionistas y directorio.....	15
7. Ciclo de vida.....	15
8. Cadena de valor	16
9. Comportamiento de la acción.....	16
10. Gobierno corporativo y responsabilidad social	16
Capítulo II. Análisis del entorno, macro ambiente	17
1. Entorno global	17
2. Entorno PEST.....	18
3. Análisis de la industria	18
3.1 Descripción del precio de la energía.....	18
3.2 Margen de reserva y coyuntura de sobre oferta	19
4. Principales competidores y participación de mercado.....	21
5. Análisis Porter	21
6. FODA.....	22
7. CANVAS y propuesta de valor	22
8. Misión, visión y valores	22
Capítulo III. Análisis financiero y características de la inversión	24
1. Análisis de las ventas.....	24
2. Análisis de ratios	25
2.1 Liquidez	26
2.2 Solvencia.....	26
2.3 Gestión.....	27
3. Finanzas operativas	28
3.1 Necesidades operativas (NOF) y fondo de maniobra (FM).....	28

4. Finanzas estructurales.....	30
4.1 Políticas.....	30
4.2 Análisis de deuda	31
Capítulo IV. Análisis de riesgos	32
Capítulo V. Valorización	33
1. Supuestos de Proyección	33
2. Cálculo de la tasa de descuento: WACC	33
3. Métodos de Valorización.....	34
3.1 Método de valorización por Flujo de Caja.....	34
3.2 Métodos de Valorización por Múltiplos	35
3.3 Métodos de valorización por dividendos descontados.....	36
4. Análisis de Sensibilidad	36
5. Opinión de los expertos	38
6. Football field	38
Recomendación.....	38
Anexos	39

Índice de tablas

Tabla 1.	Potencia nominal de las plantas generadoras de energía de Engie (capacidad medida en MW)	12
Tabla 2.	Ventas por línea de negocio (Miles de USD).....	13
Tabla 3.	Evolución por tipo de cliente (Miles de USD)	13
Tabla 4.	Accionariado	15
Tabla 5.	Capacidad por país y fuente 2018	17
Tabla 6.	Situación de internacional de precios promedio 2018.....	18
Tabla 7.	Producción de energía 2018	19
Tabla 8.	Principales competidores	21
Tabla 9.	Fuerza de Porter	22
Tabla 10.	Participación de Mercado de Engie Energía Perú	25
Tabla 11.	Benchmark.....	26
Tabla 12.	Ratios de liquidez.....	26
Tabla 13.	Ratios de solvencia.....	27
Tabla 14.	Ratios de gestión	27
Tabla 15.	Análisis NOF 2011-2018	28
Tabla 16.	Análisis de Evolución de las NOF vs. Ventas 2015-2018	29
Tabla 17.	Análisis NOF 2015-2018	30
Tabla 18.	Política de dividendos	30
Tabla 19.	Política de CAPEX.....	31
Tabla 20.	Matriz de riesgos	32
Tabla 21.	Interpretación de riesgos	32
Tabla 22.	Determinación del WACC	34
Tabla 23.	DCF	35
Tabla 24.	Participación de Mercado vs. Tasa de Crecimiento “g”	36
Tabla 25.	WACC vs. Tasa de Crecimiento “g”	37
Tabla 26.	WACC vs. Participación de Mercado	37
Tabla 27.	Múltiplos	35
Tabla 28.	Múltiplos 2	36
Tabla 29.	Resultados de informes de Research.....	38
Tabla 30.	Plantas y capacidades	40
Tabla 31.	Líneas de transmisión.....	41
Tabla 32.	Contratos	42
Tabla 33.	Clientes regulados	42
Tabla 34.	Clientes libres.....	43
Tabla 35.	Línea de tiempo.....	44

Tabla 36.	Gobierno corporativo y responsabilidad social	46
Tabla 37.	PEST	47
Tabla 38.	FODA, EFE y EFI.....	49
Tabla 39.	CANVAS	50
Tabla 40.	Saldo mínimo de caja	55
Tabla 41.	Evolución del Fondo de Maniobra 2011-2018.....	56
Tabla 42.	Ratios benchmark	58
Tabla 43.	Análisis de ratios	59
Tabla 44.	Supuestos	67
Tabla 45.	Variables Macroeconómicas utilizadas en proyección	70
Tabla 46.	Proyección de estados financieros.....	71
Tabla 47.	Modelos.....	74
Tabla 48.	Compañías comparables regionales	76
Tabla 49.	Costo de capital	76
Tabla 50.	Valor de mercado de préstamos al 31/12/2018:	77
Tabla 51.	Valor de mercado de bonos al 31/12/2018.....	78

Índice de gráficos

Gráfico 1. Centrales Engie Energia Peru	14
Gráfico 2. Comportamiento de acción	16
Gráfico 3. Potencia Efectiva vs. Potencia Instalada en el SEIN año 2018.....	18
Gráfico 4. Producción de energía (GW.h).....	19
Gráfico 5. Margen de reserva considerando potencia instalada	20
Gráfico 6. Situación de la oferta y demanda energética.....	21
Gráfico 7. Evolución de las Ventas de Engie 2011-2018.....	24
Gráfico 8. Evolución de Ventas de Energía y Potencia 2011-2018	25
Gráfico 9. Evolución del Fondo de Maniobra 2011-2018.....	29
Gráfico 10. Football Field	38
Gráfico 11. Accionariado	45
Gráfico 12. Ventas	60
Gráfico 13. Variación de las ventas	61
Gráfico 14. EBITDA	61
Gráfico 15. Margen EBITDA.....	62
Gráfico 16. ROE.....	63
Gráfico 17. ROA	63
Gráfico 18. Deuda Financiera	64
Gráfico 19. Flujo de inversión.....	64
Gráfico 20. Total de activos	65
Gráfico 21. Patrimonio.....	66
Gráfico 22. Cadena de valor.....	82

Bibliografía

- Fundamentos del Marketing, Philip Kotler y Gary Amstrong, 2013
- La Ventaja Competitiva, Michael Porter, 1985
- Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano, Osinergmin, 2018
- Progreso en Armonía – Reporte de Sostenibilidad Corporativa 2018, Engie Energía Perú, 2018
- Administración Estratégica, Arthur Thompson & Gamble, 1998
- Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018, Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, 2018
- Análisis del entorno empresarial, Francisco Aguilar, 1967
- How information gives you Competitive advantage, Michael E. Porter and Victor E. Millar, 1985.
- Business Model Generation: A handbook for visionaries, game changers and challengers, Osterwalder & Pigneur canvas, 2011
- Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), Decreto Ley N° 25844, noviembre de 1992
- Ley para Garantizar el Desarrollo de Generación Eficiente (LGE), Ley N° 28832, 2006
- Introducción a la valorización de empresas por el método de múltiplos de compañías comparables, Crstina Bardanes & Jose Santos, 1999
- Capital Asset Prices: A theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk, Sharpe, 1964)
- Equity Asset Valuation. Jerald Pinto CFA & Elaine Henry CFA, Third Edition
- Valuation Techniques, David T. Larrabee CFA & Jason Voss CFA, 2012
- How information gives you Competitive advantage, Michael E. Porter and Victor E. Millar, 1985.
- Reporte de Sostenibilidad Corporativa 2018, Comunicación Corporativa Engie Energía del Perú, 2018.

Índice de Anexos

Anexo 1 Detalle de plantas, generación y líneas de transmisión	40
Anexo 2 Detalle de plantas, generación y líneas de transmisión	42
Anexo 3 Hechos de importancia	44
Anexo 4 Accionariado.....	45
Anexo 5 Gobierno corporativo y responsabilidad social	46
Anexo 6 PESTEL.....	47
Anexo 7 Matriz FODA, EFE y EFI.....	49
Anexo 8 Matriz CANVAS	50
Anexo 9 Marco Legal.....	51
Anexo 10 Cálculo del Saldo Mínimo de Caja.....	55
Anexo 11 Evolución del Fondo de Maniobra 2011-2018	56
Anexo 12 Marco teórico para elegir las empresas comparables	57
Anexo 13 Ratios operativos y estructurales	59
Anexo 14 Supuestos de la proyección.....	67
Anexo 15 Proyección de ventas	68
Anexo 16 Proyección de estados financieros	71
Anexo 17 Marco teórico modelo CAPM	72
Anexo 18 WACC	77
Anexo 19 Modelo de flujo de caja descontado	79
Anexo 20 Modelo de dividendos descontados	80
Anexo 21 Modelo de Múltiplos	81
Anexo 22 Cadena de Valor	82

Notas biográficas

Luis Alfredo Manrique Farfán

Nació el 13 de abril de 1988 en Arequipa. Es Bachiller de Ingeniería Industrial por la Universidad Católica San Pablo – Arequipa. Cuenta con experiencia en el sector textil y de banca, actualmente trabaja en el BBVA.

Jhonny Yactayo Calderón

Nació el 31 de diciembre del 1989 en Huancayo. Es Licenciado en Administración y Finanzas por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Cuenta con experiencia en tesorería y finanzas en los sectores de telecomunicaciones y Energía. Actualmente trabaja en Engie Energia Perú SA.

Marco Ramos del Castillo

Nació el 20 de abril de 1981. Es Licenciado en Administración de empresas de la Universidad del Pacífico y Master en Finanzas Corporativas por EADA. Cuenta con 14 años de experiencia en el área financiera y más de diez años como miembro C-Suite, desempeñándose como Gerente de Administración y Finanzas y Controller en empresas transnacionales y nacionales líderes en consumo masivo, turismo, *E-commerce*, industrial y servicios.

Capítulo I. Descripción del negocio

1. Historia

Engie Energía Perú inició operaciones en 1997, con propósito de adquirir los activos de generación de energía de Southern Perú Copper Corporation a través de un contrato que le permitiría suministrar energía eléctrica por un periodo no menor a 20 años. Desde su constitución, la empresa ha realizado inversiones cercanas a 2.300 millones de dólares, que le permitieron incrementar su capacidad instalada de 177 megavatios (MW) a 2.496 MW a diciembre de 2018, consolidándose como la más grande del país en términos de capacidad nominal.

2. Líneas de negocio

ENGIE Energía Perú desarrolla sus actividades en tres líneas de negocio: i) generación eléctrica; ii) comercialización; y iii) transmisión. Para ello, al 31 de diciembre de 2018, cuenta con una capacidad instalada de 2.496 MW de potencia nominal, a través de sus ocho centrales de generación eléctrica (seis termoeléctricas y dos hidroeléctricas) distribuidas en distintas regiones del país. Estas son: en Moquegua, las centrales termoeléctricas de Ilo1, Ilo21, Reserva Fría Ilo31, Nodo Energético Ilo41 y su primera central solar Intipampa; en Pasco, la central hidroeléctrica Yuncán; en Chilca, las centrales termoeléctricas de ciclo combinado ChilcaUno y ChilcaDos; y, en Ancash, la central hidroeléctrica Quitaraca.

A continuación, se muestra la evolución y distribución de las capacidades nominales en MW por planta para el periodo 2016 al 2018:

Tabla 1. Potencia nominal de las plantas generadoras de energía de Engie (capacidad medida en MW)

Plantas	Unidad	Combustible	2016	2017	2018
CT Ilo1	TV3	Vapor/R500	66	0	0
	TV4	Vapor/R500	66	0	0
	TG1	Diesel 2	39.3	0	0
	TG2	Diesel 2	42.2	0	0
	Catkato	Diesel 2	3.3	0	0
CT Ilo21	TV21	Carbón/Diesel 2	135	135	135
CT Ilo31	TG1, TG2, TG3	Diesel 2	500	500	500
CT Ilo41	TG41, TG42, TG43	Diesel 2	610	610	610
H. Yuncán	G1, G2, G3	Agua	134.2	134.2	134.2
H. Quitaraca	G1, G2	Agua	114	114	114
T. Chilcauno	TG11	Gas Natural	180	180	180
	TG12	Gas Natural	180	180	180
	TG21	Gas Natural	199.8	199.8	199.8
	TV	Vapor/Gas Natural	292	292	292
CT ChilcaDos	TG41, TV42	Vapor/Gas Natural	111	111	111
CS Intipampa		Solar	0	0	40
C. RER		Energía renovable	0	0	0
TOTAL			2672.8	2456	2496

Fuente: Memorias de Engie Energía Perú - BVL & Página web Engie

En el Anexo 1 se hace mayor detalle de las plantas de generación, así como las líneas de transmisión que tiene la empresa a disposición del mercado peruano.

A continuación, se muestra la evolución de ventas por líneas de negocio:

Tabla 2. Ventas por línea de negocio (Miles de USD)

Ventas (Miles US\$)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Venta de energía (*)	267.544	324.859	364.406	364.912	419.322	389.629	342.241	324.636
Venta de potencia (**)	93.908	106.617	151.875	172.643	185.855	204.875	194.927	174.378
Venta de peaje (***)	29.555	43.160	58.035	69.814	94.119	105.917	106.590	3.066
Compensaciones D.U. 049 (****)	21.979	13.923	28.448	6.027	11.080	38.974	28.225	0
Otros Ingresos (*****)	3.723	7.569	7.153	5.485	3.346	8.257	10.623	18.829
Total Ventas	416.709	496.128	609.917	618.881	713.722	747.652	682.606	520.909

Fuente: Memorias Anuales Engie Energia Peru

(*) La venta de energía hace referencia a la venta por concepto de energía consumida por los clientes libres y regulados con contrato vigente a la fecha del ejercicio.

(**) La venta de potencia hace referencia a la dimensión energética contratada por el cliente libre y regulado.

(***) La venta de peaje corresponde al cobro por utilización de líneas de transmisión propiedad de Engie por parte de un tercero.

(****) La Compensación DU049 hace referencia a los ingresos por concepto del Decreto de Urgencia 049 para promoción de la generación energética en el país, el mismo que fue derogado en el año 2018.

(*****). Finalmente, los otros ingresos hacen referencia a ingresos propios de la actividad tales como servicios prestados para mejora en la eficiencia de consumo por parte de los clientes de Engie. En el Anexo 2 presentamos la evolución de los contratos con clientes libres durante los últimos periodos.

3. Tipos de Cliente

De acuerdo con la legislación vigente, Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844) y sus leyes modificatorias y complementarias, las empresas que desarrollan la actividad de generación, como es el caso de ENGIE Energía Perú, pueden comercializar el suministro de energía eléctrica en los mercados de empresas distribuidoras, clientes libres y mercado spot. En la siguiente tabla se muestra la composición de ventas por tipo de cliente en los últimos años:

Tabla 3. Evolución por tipo de cliente (Miles de USD)

Cliente miles de USD	2016	2017	2018
Cientes libres (*)	333.495	256.694	205.327
Empresas distribuidoras (**)	228.133	205.221	208.832
COES (***)	4.641	5.838	665
Total	566.269	467.753	414.824

Fuente: Memorias anuales 2018. Elaboración propia (2019).

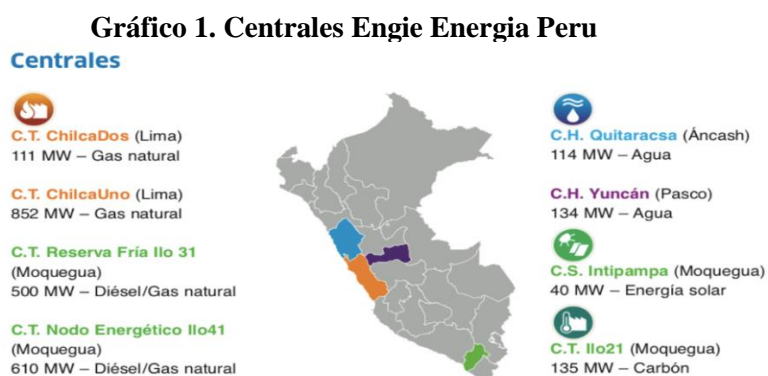
Según lo dictado por Osinergmin, a través del DS N 022-2009, la diferencia entre clientes libres y regulados es determinada en función de su volumen de demanda. Son clientes libres aquellos usuarios cuya demanda supere los 2.500 kW, los cuales pueden negociar los precios de sus contratos de suministro de electricidad con generadores y distribuidores. Los clientes regulados son usuarios cuya demanda es menor a 200 KW y sus necesidades de suministro deben ser atendidas por empresas distribuidoras a precios regulados. Aquellos usuarios cuya demanda se encuentre entre 200 KW y 2.500 KW tienen posibilidad de elegir su suministro de energía como clientes libres o regulados.

Los ingresos asociados al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) son el resultado de compensaciones económicas determinadas por esta entidad. El COES tiene como misión velar por el abastecimiento de electricidad a nivel nacional en cuestiones de calidad y oportunidad óptimas, por lo que determina el orden de despacho al sistema de cada una de las centrales eléctricas a nivel de nacional, en función a precio y fuente.

En el 2018, las ventas por potencia y energía a clientes libres disminuyeron en 9,7% con respecto al 2017, principalmente por la culminación de los contratos con Southern Peru Copper Corporation (SPCC), que estuvo vigente hasta mediados de abril del 2017, y con Minera Las Bambas S.A., que culminó en agosto del 2017.

4. Áreas geográficas

A continuación, se muestra la ubicación de las centrales de generación de Engie Energía Perú:



Fuente: Memorias Anuales 2018

5. Hechos de importancia

Los principales hitos históricos para Engie se detallan en el Anexo 3, describiendo también la evolución de su capacidad instalada.

6. Accionistas y directorio

En el 2012, Grupo Engie culminó el proceso de adquisición del 100% del capital social de International Power Plc por USD10 Billones, según lo informado por NY Times³. El grupo ENGIE es una sociedad constituida en Bélgica y es el principal accionista de ENGIE Energía Perú, con 61,77% de las acciones. En el Anexo 4 se detalla la estructura del grupo internacional. El capital social actual (al cierre 2018) se compone de 601.370.011 acciones comunes de S/.1 de valor nominal cada una, íntegramente suscritas y pagadas.

Tabla 4. Accionariado

Accionistas	Número de acciones	Porcentaje %	Nacionalidad	Grupo económico
International Power S.A.	371.478.629	61,77%	Belga	ENGIE
AFP Prima – FONDO 2	43.919.977	7,30%	Peruana	Grupo Romero
AFP Integra – FONDO 2	42.277.522	7,03%	Peruana	SURA
AFP Profuturo – PR FONDO 2	30.088.191	5,00%	Peruana	Scotiabank
AFP Integra – FONDO 3	24.968.627	4,15%	Peruana	SURA
AFP Prima – FONDO 3	24.802.259	4,12%	Peruana	Grupo Romero
Otros	63.834.806	10,63%	Varios	
Total	601.370.011	100,00%		

Fuente: Memorias anuales 2018. Elaboración propia (2019).

7. Ciclo de vida

Según Armstrong y Kotler (2013)⁴, las empresas, en función a sus características y a las del mercado donde operan, pueden clasificarse en nacimiento, crecimiento, madurez y declive. Por las condiciones en las que se encuentra el mercado peruano, creemos que Engie todavía está en etapa de crecimiento, debido a que aún se tienen en cartera proyectos de minería, infraestructura y desarrollo urbano.

Debido a la estrategia de su grupo económico, existe una intención de generar nuevos negocios orientados no solo a la generación y comercialización de energía, sino también a la de ofrecer servicios de eficiencia energética en los cuales Engie viene realizando esfuerzos especiales, según noticias e informes publicados por la propia compañía los cuales refuerzan la posición de que actualmente Engie se encuentra en una etapa de crecimiento.

³ <https://dealbook.nytimes.com/2012/04/16/gdf-suez-to-buy-remaining-stake-in-british-utility-for-10-billion/>

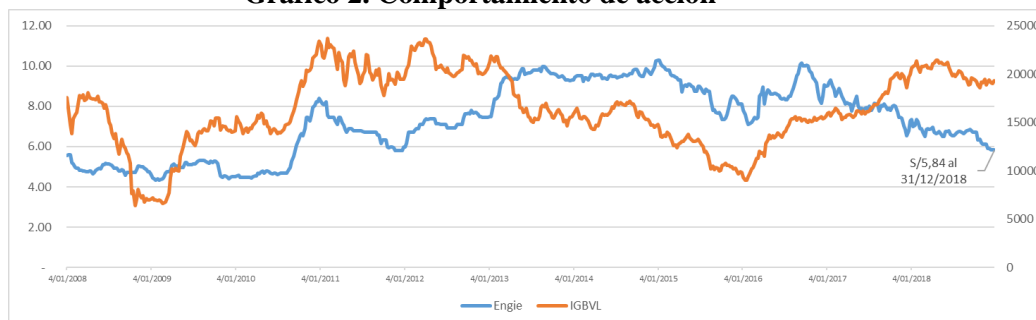
⁴ Fundamentos de Marketing, Philip Kotler y Gary Armstrong, 2013.

8. Cadena de valor

A la luz del estudio de Porter (1985)⁵, la cadena de valor de ENGIE Energía Perú está constituida por tres segmentos que proveen el servicio físico (generación, transmisión y distribución). La función del segmento de generación es transformar alguna clase de energía primaria en energía eléctrica. Por otra parte, el segmento de transmisión permite trasladar la electricidad desde los puntos de producción hacia las áreas de concesión de las distribuidoras eléctricas, las cuales proveen, vía de las acometidas, el servicio hacia los consumidores finales. Por último, la distribución provee de energía al cliente final de acuerdo a sus necesidades. En el Anexo 20 se presenta el gráfico.

9. Comportamiento de la acción

Gráfico 2. Comportamiento de acción



Fuente SMV, elaboración propia

10. Gobierno corporativo y responsabilidad social

En el 2018, Engie ingresa al Índice de Buen Gobierno Corporativo, que es elaborado por la BVL y se publica una vez al año. Este logro es muestra del compromiso de la empresa con los principios de buen Gobierno Corporativo y de una buena percepción por parte de los *stakeholders*. Los resultados de la encuesta se presentan en el Anexo 5.

Como parte de la estrategia del grupo económico, Engie está comprometida con la transición energética hacia un futuro libre de emisión de carbono y al crecimiento de la mano con sus *stakeholders*. En función a los lineamientos globales de RSE, se ha implementado un reporte de Sostenibilidad⁶, donde año a año informa de sus avances. Para el 2018, los principales logros son:

- Se ha gestionado 360.11Tn de residuos.
- 60,103m³ de aguas residuales han sido recicladas y reutilizadas en riego de áreas verdes.
- Se ha puesto en circulación el primer bus eléctrico (Proyecto Limpio)

⁵ How information gives you Competitive advantage, Michael E. Porter and Victor E. Millar, 1985.

⁶ Reporte de Sostenibilidad Corporativa 2018, Comunicación Corporativa Engie Energía del Perú, 2018.

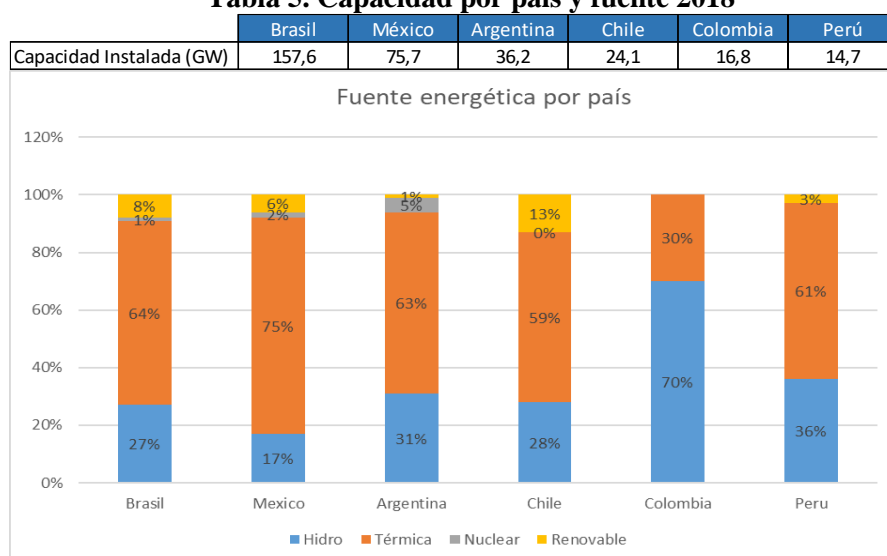
Capítulo II. Análisis del entorno, macro ambiente

1. Entorno global

A fin de poder entender más el sector hemos preparado información de países comparables al nuestro principalmente en Sudamérica. La información la obtuvimos de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), que se encarga de monitorear la evolución de las principales ratios de las naciones asociadas.

En la siguiente tabla mostramos la capacidad instalada en GW y el tipo de fuente energética de la cual proviene la capacidad instalada por país al 2017⁷

Tabla 5. Capacidad por país y fuente 2018



Fuente: OLADE / Elaboración Propia (2019).

Como se puede apreciar, somos el país con menor capacidad instalada del grupo de países de OLADE, debido principalmente al menor desarrollo de nuestra industria y que aún tenemos zonas urbanas sin electricidad. Esta información respalda nuestra postura acerca de la etapa en la que se encuentra Engie dentro del ciclo de vida de Porter. Con respecto a los precios, hemos preparado la Tabla 7, donde vemos que en Perú tenemos uno de los precios por KWh más caros al cliente regulado y más barato al cliente libre, como se muestra a continuación:

⁷ A la fecha de elaboración del presente informe, no se encontraba disponible una actualización al 2018 del mencionado informe.

Tabla 6. Situación de internacional de precios promedio 2018

Precio promedio USD/kWh	Perú	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	México
Residencial	0,16	0,14	0,13	0,09	0,07	0,04

Precio promedio USD/kWh	Brasil	Colombia	Chile	México	Perú	Argentina
Industrial	0,15	0,14	0,13	0,11	0,09	0,08

Fuente: OLADE / Elaboración Propia (2019).

2. Entorno PEST

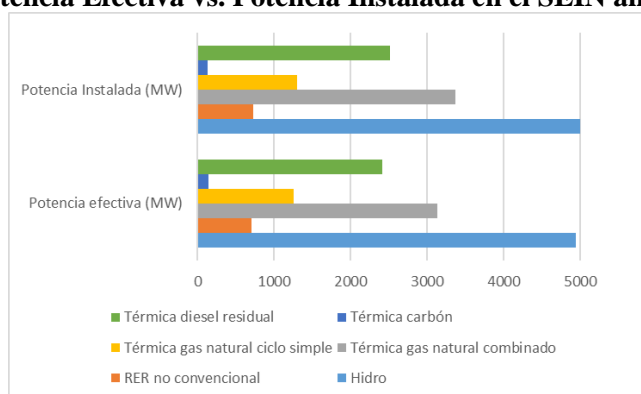
En el ANEXO 6 se hace la construcción del PEST. Se evidencia el efecto de la desaceleración económica y la ralentización de inversión en megaproyectos que puedan incrementar la demanda eléctrica por parte de los industriales. La situación del proyecto de ley 2320-2017 también nos preocupa ante un posible cambio de las reglas de juego para las plantas RER⁸ y la asignación de CVu⁹.

3. Análisis de la industria

3.1 Descripción del precio de la energía

Como en todo mercado, el precio de la energía está dado por la oferta y demanda de los jugadores del mercado. Al 31 de diciembre de 2018, la Potencia Instalada y la Potencia Efectiva, así como la participación de cada tecnología se detalla en el siguiente gráfico:

Gráfico 3. Potencia Efectiva vs. Potencia Instalada en el SEIN año 2018



Fuente: COES. Elaboración propia (2019).

En cuanto a la producción de energía, que es igual a la demanda, el total durante el 2018 fue de 50.817 GW.h. Esto representó un aumento del 3,7% en comparación con el año 2017.

⁸ RER Recursos Energéticos Renovables, pudiendo ser solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa y oleaje.

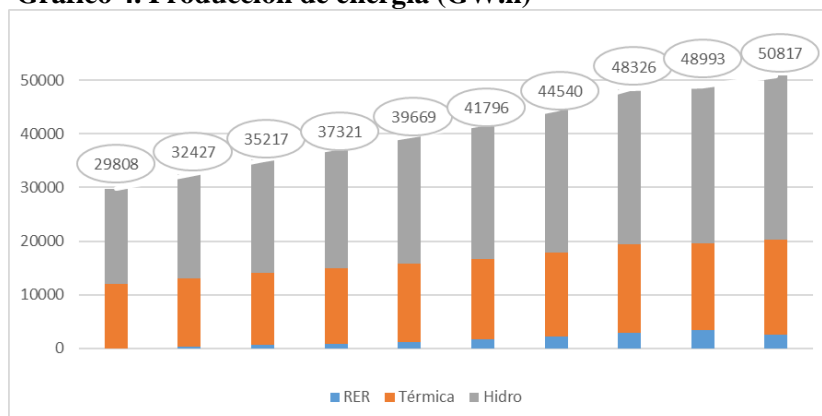
⁹ CVu, costo variable unitario por MW.

Tabla 7. Producción de energía 2018

Tecnología	Producción eléctrica (GW.h)	Participación
Hidro	29.358	58%
Térmica - Gas Natural	18.829	37%
Térmica - Diesel	75	0%
Térmica - Residual	28	0%
Térmica - Carbón	43	0%
Eólica	1.494	3%
Solar	745	1%
Biomasa	144	0%
TOTAL	50.717	100%

Fuente COES. Elaboración Propia (2019).

Del cuadro anterior podemos ver que el mayor “despacho” provino de las centrales hidroeléctricas, las cuales representan el 58% de la producción total del SEIN. La evolución de la producción de energía la podemos ver en el siguiente gráfico:

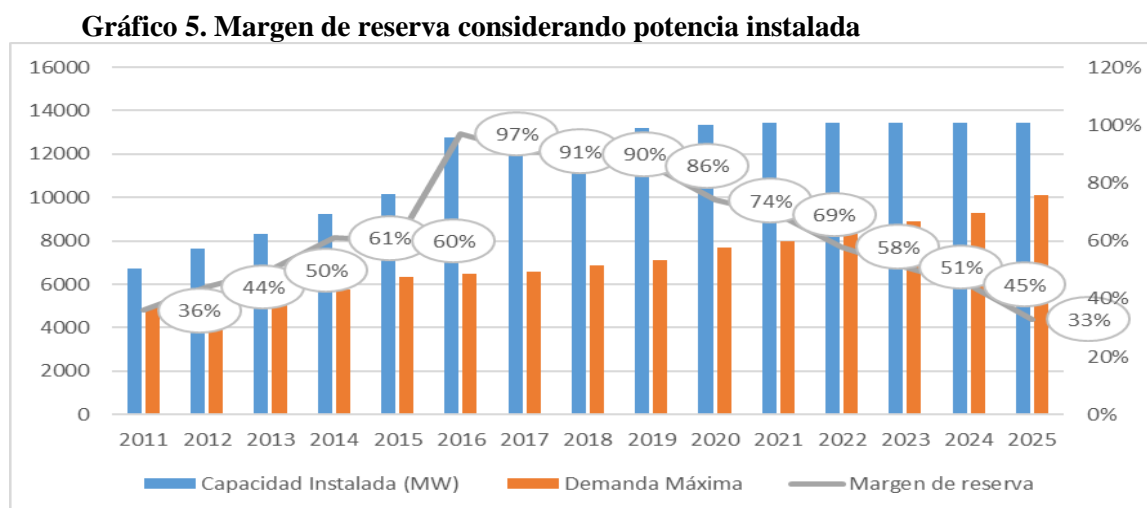
Gráfico 4. Producción de energía (GW.h)

Fuente COES. Elaboración propia (2019).

3.2 Margen de reserva y coyuntura de sobre oferta

El margen de reserva viene dado por la diferencia entre la capacidad y la máxima demanda del sistema. Este margen puede ser evaluado en términos de Potencia Instalada o Potencia Efectiva. Esta Potencia Instalada es la capacidad nominal de una unidad de generación, la cual no refleja la real capacidad de producción de dicha unidad. La Potencia Efectiva es la potencia que una unidad realmente produce bajo las condiciones reales (por ejemplo, para una central termoeléctrica, potencia efectiva debe considerar temperatura, humedad y altura; para una central hidroeléctrica la potencia efectiva considera datos hidrológicos). Para el 2018, la Potencia Instalada del SEIN era 13.052 MW, mientras que la Potencia Efectiva era de 12.581 MW.

Según resolución 027-2017-OS/CD, el OSINERGMIN definió como valor para el Margen de reserva firme objetivo (MRFO) el valor de 23,45% para los años del 2017 al 2021¹⁰. En el cuadro líneas abajo, se puede ver que Engie, al igual que el resto del mercado, tiene márgenes de reserva muy por encima a lo establecido por el regulador.



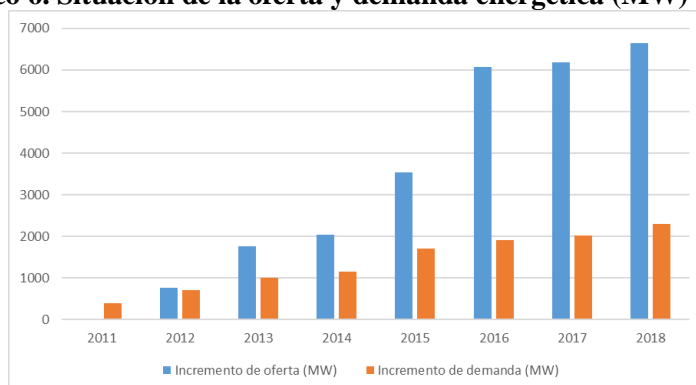
Fuente: Investor Presentation – Engie Energía Peru

De la estadística anteriormente mostrada, se aprecia que a la fecha nos encontraríamos ante un escenario de sobreoferta de generación. En efecto, se tiene que el Margen de reserva al 2018 es del orden de 90%.

El origen de esta situación de sobreoferta se remonta a los años 2009, 2010 y 2011, durante los cuales el Estado tomó la decisión de impulsar proyectos de generación capaces de atender el crecimiento esperado de la demanda eléctrica. En efecto, debe tomarse en cuenta que hasta ese momento el PBI del Perú venía creciendo a tasas superiores al 6% (6,2%, 7,5% y 8,5% y 9,1% para los años 2005, 2006, 2007 y 2008, respectivamente) y la demanda eléctrica seguía la misma tendencia (5,6%, 8,3%, 10,8% y 5,9% para los años 2005, 2006, 2007 y 2008, respectivamente). Sin embargo, en los hechos la demanda del sistema no creció conforme a lo esperado, debido en gran parte a la desaceleración que sufrió la economía a partir del año 2014, causada por una importante reducción de la producción minera, que, a su vez, fue causada por la disminución en el precio de *commodities* (oro, cobre y petróleo). En el siguiente gráfico se aprecia el crecimiento de la oferta y la demanda para el período 2011 – 2018:

¹⁰ Informe COES/DP-SPL 02-2018 Estudio de Verificación del MRFO del SEIN Periodo 2018-2021

Gráfico 6. Situación de la oferta y demanda energética (MW)



Fuente: MEM, Elaboración LQ

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, la oferta supera con creces la demanda actual, sin embargo, gran parte de la oferta está dada por centrales térmicas, con un CMg alto. Se espera que en el futuro se promueva la construcción de plantas de generación eficiente.

4. Principales competidores y participación de mercado

En el siguiente cuadro mostramos los principales competidores en términos de potencia instalada, cuota de mercado por potencia, producción de energía y cuota de mercado en función a la producción de energía. En línea con esta información se hará la comparación financiera.

Tabla 8. Principales competidores

INFORMACIÓN 2018	ENGIE	ENEL	KALLPA
Mercado			
Participación de la generación nacional	10,5%	15%	15,1%
Clientes libres	52,8%	75,5%	46,19%
Clientes regulados	47,2%	24,5%	53,81%
Operación			
Fundación	1996	1996	2005
Fuente térmica	11,5%	44,7%	34,3%
Fuente hidráulica	88,5%	55,3%	65,7%
Potencia efectiva MW	2496,5	1591,2	1618
Número de trabajadores	493	334	432

Fuente SEIN, Elaboración propia

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, los tres principales competidores tienen el 40,5% del mercado.

5. Análisis Porter

Michael Porter plantea, en el año 1979, su modelo para analizar la competencia en una industria y poder definir la estrategia de negocio que más se adapte a la empresa estudiada.

Tabla 9. Fuerza de Porter

Fuerza	Factores	Intensidad
Amenaza de entrada de competidores	1. Industria altamente regulada 2. Intensiva en CAPEX	Bajo
Poder de negociacion de los proveedores	1. Poco nivel de negociación, principal materia prima es el combustible	Bajo
Poder de negociacion de los clientes	1. Alto poder de negociación de los clientes, oferta es superior a la demanda	Alto
Rivalidad entre competidores existentes	1. Alto nivel de competencia, mercado tipo oceano rojo	Alto

Elaboración propia (2019).

6. FODA

Según Thompson (1998), el FODA presenta un análisis de las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la empresa, siendo las fortalezas y debilidades de carácter interno de la empresa y las oportunidades y debilidades de carácter externo.

Para el caso de Engie Energia Peru, el peso ponderado de las fortalezas 1,04 es superior al de las debilidades 0,6, concluyendo en un escenario favorable para la empresa.

En el Anexo 7 se plantea la construcción de las matrices EFE y EFI, así como las estrategias producto de las mismas.

7. CANVAS y propuesta de valor

Según Osterwalder & Pigneur (2010) la matriz de CANVAS, permite analizar el modelo de negocio de una compañía haciendo uso de nueve módulos interrelacionados entre sí. Se obtiene como resultado la generación de recursos.

Engie tiene como propuesta de valor es crear relaciones de largo plazo con sus clientes a través de soluciones energéticas orientadas a la optimización de costos y asesoría permanente.

En el Anexo 8 se plantea la matriz CANVAS.

8. Misión, visión y valores

La misión de la empresa es: «Somos una empresa generadora que suministra electricidad y brinda soluciones energéticas innovadoras, aplicando las mejores prácticas en beneficio de nuestros trabajadores, clientes y accionistas, contribuyendo al progreso de las comunidades donde operamos».

Su visión: «Ser reconocidos como el actor clave en el mercado eléctrico peruano por su desarrollo y creación de valor a largo plazo».

Sus valores:

- Ética: trabajamos con honestidad, transparencia y respeto por todos y todo lo que nos rodea.
- Trabajo en equipo: fomentamos la coordinación, la confianza, el diálogo y la tolerancia y estamos siempre abiertos a tener presente las ideas de otras personas.
- Profesionalismo: trabajamos con compromiso, puntualidad y orden, orientados a obtener resultados en forma eficiente.
- Innovación y mejora continua: buscamos permanentemente cómo podemos hacer mejor las cosas. Nos adaptamos al cambio y lo vemos como oportunidad.
- Responsabilidad social: promovemos la política del buen vecino y realizamos nuestras actividades contribuyendo al desarrollo sostenible de las comunidades donde operamos. Respetamos y cuidamos el Medio Ambiente y velamos por la Salud y Seguridad Ocupacional de nuestros compañeros.

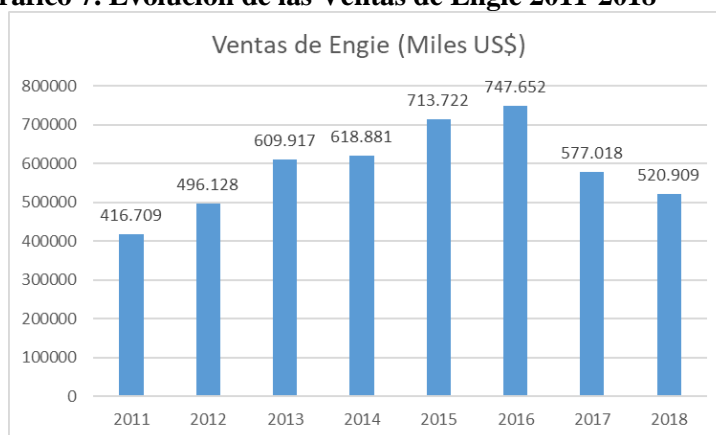
Capítulo III. Análisis financiero y características de la inversión

A continuación, se presenta el análisis financiero de Engie Energía Perú para el periodo 2011-2018 con la finalidad de determinar la situación económica y financiera de la compañía. El diagnóstico resultante será fundamental para determinar la tendencia de los ingresos, inversiones, grados de deuda y, sobre la base de los resultados, establecer supuestos y parámetros adecuados para elaborar las proyecciones financieras.

1. Análisis de las ventas

Las ventas totales muestran una tendencia creciente hasta el 2016, siendo ese año el punto más alto de generación de energía en GW. En los años 2017 y 2018, el volumen cae, principalmente, por la pérdida de contratos importantes con clientes libres como Southern Perú Cooper Corporation (SPCC) y Minera Las Bambas S.A., cuyos contratos culminaron en abril 2017 y agosto 2017, respectivamente.

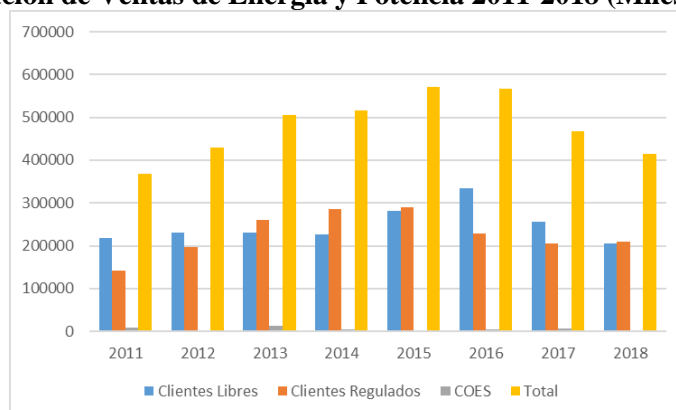
Gráfico 7. Evolución de las Ventas de Engie 2011-2018



Fuente: Estados financieros auditados Engie Energía Perú. Elaboración propia (2019).

Las ventas por concepto de generación y potencia presentan una tendencia similar, siendo el 2015 el año donde alcanzaron el punto máximo histórico de US\$ 572 millones:

Gráfico 8. Evolución de Ventas de Energía y Potencia 2011-2018 (Miles de USD)



Fuente: Estados financieros auditados Engie Energía Perú. Elaboración propia (2019).

Con relación al volumen (medido en GW generados), es importante destacar que en el periodo 2010-2016, la producción de energía de la compañía mostró un CAGR de 9,7%, mayor al ritmo de crecimiento del sistema de 6,9%. En el 2017, se percibe parcialmente el impacto de la culminación de los contratos con SPCC y Minera Las Bambas S.A. y en el 2018 la caída se acentúa por el impacto generado en los doce meses del año.

Tabla 10. Participación de Mercado de Engie Energía Perú

GW Generados	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio
Producción Total SEIN	32.426	35.217	37.308	39.669	41.796	44.540	48.326	48.680	50.420	42.043
Producción Engie Energía Perú	4.689	4.676	5.782	7.719	7.098	7.172	8.182	7.807	5.334	6.495
Participación de Mercado Engie (%)	14,46%	13,28%	15,5%	19,46%	16,98%	16,10%	16,93%	16,04%	10,58%	15,45%

Fuente: Boletines Mensuales COES – Página web www.coes.org.pe. Elaboración propia (2019).

Al cierre de diciembre 2018, la compañía tiene contratos con clientes libres por 920 MW, nivel similar al alcanzado en el 2016, producto del cierre de 15 nuevos PPA.

Otro aspecto por resaltar es que Engie Energía Perú también logró cerrar nuevos contratos con clientes regulados. Un aspecto por destacar es que, al cierre del 2018, la compañía cuenta con contratos por 1.744 MW (cifra más alta del periodo de análisis) y que la participación de los contratos de clientes libres pasa de 37% en el 2011 a 53% hacia finales del 2018. En el Anexo 2 se detallan a los clientes y potencia contratada.

2. Análisis de ratios

En la siguiente tabla comparamos a Engie Energía Perú con Enel y Kallpa, que son las empresas con mayor cuota de mercado en el sector:

Tabla 11. Benchmark

INFORMACION 2018	ENGIE	ENEL	KALLPA
FINANCIEROS			
Ingresos 2018	S/1.760.672,42	S/1.575.666,00	S/1.818.801,66
EBITDA	S/870.397,32	S/808,20	S/959.663,12
Capitalización bursatil	S/6.427.637,84	S/3.027.502,00	S/4.719.328,38
Precio promedio negociado	S/5,82	S/1,94	S/0,00
Liquidez	40,00%	50,00%	-
Deuda/Patrimonio	41,90%	4,80%	75,90%
ROE	10,10%	21,80%	32,40%
Margen Operativo	32,53%	39,63%	41,97%
Margen Neto	20,78%	42,04%	22,96%
Política de dividendos	30,00%	85,00%	-

Fuente Memorias anuales. Elaboración propia (2019).

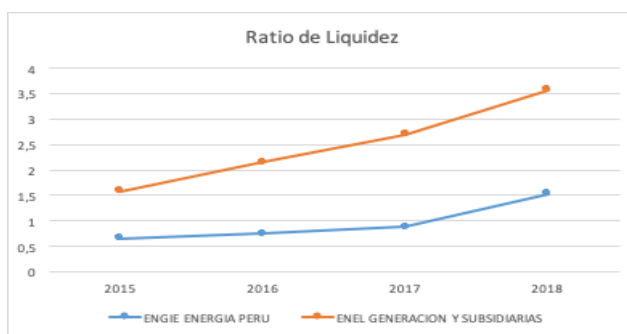
2.1 Liquidez

Se puede ver que en los años del periodo 2015 al 2017 se ha tenido capital de trabajo negativo por efecto de la parte corriente de la deuda de largo plazo. En el 2018 mejora la posición de liquidez y se reduce la deuda, mejorando la posición económico-financiera de la empresa.

Tabla 12. Ratios de liquidez

Ratios de Liquidez	2015	2016	2017	2018
Capital de Trabajo	€-116.939,00	€-92.349,00	€-38.685,00	€102.376,00
Liquidez	0,65	0,75	0,88	1,53
Liquidez Acida	0,50	0,67	0,76	1,14

?



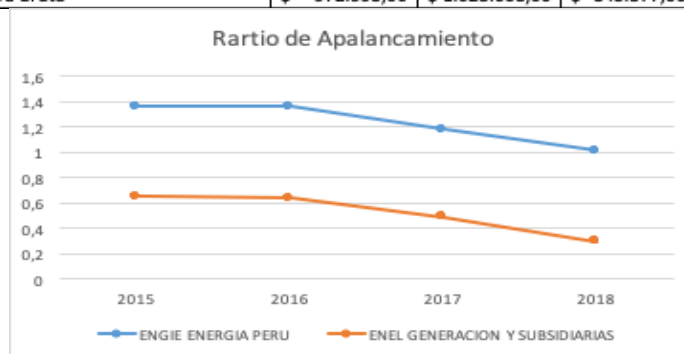
Fuente: Estados financieros auditados Engie Energía Perú, elaboración propia

2.2 Solvencia

Al 2018, el apalancamiento se ha reducido a 1x, lo cual es altamente valorado por los tenedores de bonos y papeles de la empresa. Al no tener prevista mayor inversión en CAPEX, se prevé que esta situación se mantenga en el mediano plazo.

Tabla 13 Ratios de solvencia

Ratios de Solvencia	2015	2016	2017	2018
Apalancamiento (Pasivo total/Patrimonio)	1,36	1,36	1,18	1,01
Grado de propiedad (Patrimonio/Total activos)	47,5%	48,3%	52,4%	57,4%
Capital social/Patrimonio	0,29	0,27	0,25	0,23
Deuda financiera Bruta	\$ 972.993,00	\$ 1.023.668,00	\$ 843.377,00	\$ 747.990,00



Fuente: Estados financieros auditados Engie Energía Perú, elaboración propia

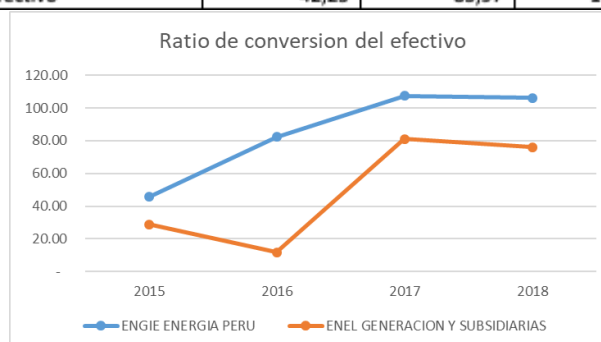
2.3 Gestión

Tras la complicación del mercado en los últimos años, se ve que el ciclo de negocio de la empresa se incrementa, principalmente por efecto de inventarios, donde se tiene combustible en su mayoría.

La política de crédito a clientes permanece cercana a los sesenta días, según los lineamientos comerciales bajo los cuales trabaja la empresa.

Tabla 14. Ratios de gestión

Ratios de Gestion	2015	2016	2017	2018
Dias de existencias	49,12	65,24	90,01	93,79
Dias de cuentas por cobrar	44,93	60,27	62,05	59,08
Dias de pago a proveedores	51,80	39,54	44,56	46,56
Ciclo de conversion del efectivo	42,25	85,97	107,50	106,30



Fuente: Estados financieros auditados Engie Energía Perú. Elaboración propia (2019).

3. Finanzas operativas

3.1 Necesidades operativas (NOF) y fondo de maniobra (FM)

Las Necesidades Operativas de Fondos (NOF) han sido analizadas considerando el marco teórico propuesto por Martínez¹¹, quien las define como «los fondos necesarios para financiar las operaciones de una empresa».

De acuerdo con Martínez, las empresas deben invertir en cuentas por cobrar, inventarios y en algunas ocasiones en un saldo mínimo de caja para asegurar la continuidad de las operaciones. Por otro lado, destaca que las compañías reciben financiamiento espontáneo, que son deudas que no tienen un costo financiero como los impuestos por pagar o los proveedores. Las NOF de Engie Energía Perú han sido calculadas considerando las siguientes cuentas:

NOF = Caja Mínima + Cuentas por Cobrar + Otros Activos Corrientes + Inventarios – Cuentas por Pagar – Otros Pasivos Espontáneos

En la Tabla 17 se presenta el cálculo de las NOF para Engie Energía Perú y en el Anexo 10 se presenta la metodología utilizada para calcular el saldo mínimo de caja:

Tabla 15. Análisis NOF 2011-2018

NOF (miles de USD)	2014	2015	2016	2017	2018
+ Sado mínimo en caja	19.780	21.874	25.321	18.396	16.958
+ Cuentas por cobrar comerciales (neto)	75.971	87.865	123.453	98.096	84.315
+ Otras cuentas por cobrar	2.541	12.061	2.481	11.046	8.803
+ Cuentas por cobrar a relacionadas	535	165	108	1.544	250
+ Pagos a cuenta de impuesto a las ganancias	0	3.957	27.481	37.740	35.032
+ Inventarios	82.770	56.152	83.253	83.666	84.300
+ Otros activos corrientes (gastos pagados por adelantado)	7.141	8.139	9.113	8.222	8.243
Activos operativos CP	188.738	190.213	271.210	258.710	237.901
+ Cuentas por pagar comerciales	39.416	59.219	50.453	41.419	41.854
+ Otras Cuentas por pagar	12.117	21.031	17.215	28.810	10.963
+ Cuentas por pagar a relacionadas	0	0	139	44.693	3.946
+ Pasivo por impuesto a las ganancias	6.925	0	0	0	0
+ Pasivo por beneficios a los empleados	11.438	12.939	13.227	12.238	12.963
Pasivos operativos CP	69.896	93.189	81.034	127.160	69.726
Necesidades Operativas de Fondos	118.842	97.024	190.176	131.550	168.175

Fuente: EEFF Auditados. Elaboración propia (2019).

En el 2018 se puede ver una mejora en el fondo de maniobra por efecto de mayor nivel de utilidades acumuladas y menor activo fijo neto de depreciación.

Por su lado, las NOF se incrementan por efecto de crecimiento en la cuenta caja bancos y reducción de las cuentas por cobrar a empresas relacionadas. En el 2017, Engie le presta a su relacionada (USD44M) por el servicio de ingeniería del proyecto de Intipampa.

¹¹ Martínez E. (2012). *Finanzas para Directivos*. España: McGraw-Hill.

Con las cifras del auditado 2018, vemos que la situación de la empresa es favorable al tener un fondo de maniobra que le permite hacer frente a las necesidades de financiamiento.

Las NOF deben guardar relación directa con las ventas. Sin embargo, el análisis de Engie muestra que sólo hay consistencia en el 2012. En los siguientes años se aprecian incrementos de las ventas y reducciones de las NOF y viceversa.

Tabla 16. Análisis de Evolución de las NOF vs. Ventas 2015-2018

Analisis NOF/Ventas	2015	2016	2017	2018
Var % NOF	-18,36%	96,01%	-30,83%	27,84%
Var % Ventas netas	15,32%	4,75%	-22,82%	-9,72%
Días de existencias	52,46	61,66	89,90	93,60
Días de cuentas por cobrar	44,93	60,27	62,05	59,08
Días de pago a proveedores	51,80	39,54	44,56	46,56
Ciclo de conversión del efectivo	45,60	82,39	107,39	106,12

Fuente: EEFF Auditados. Elaboración propia (2019).

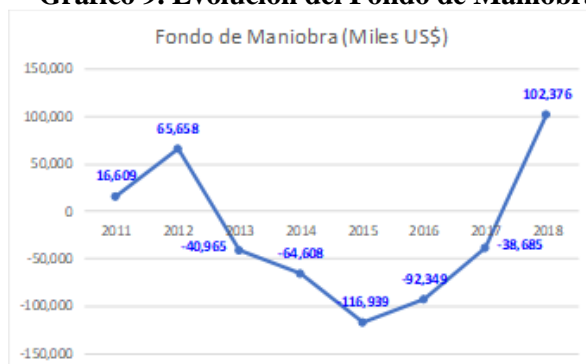
La distorsión en los resultados se da, principalmente, por la rotación de los inventarios, que pasa de 52 días en el 2015 a 93 días en diciembre de 2018. Esta variable es también la causa del incremento del ciclo de conversión de efectivo de la compañía, que asciende a 106 días a finales del 2018 por la baja rotación de los inventarios, a pesar de que el periodo medio de pago es mayor al tiempo promedio de cobro.

Con relación al Fondo de Maniobra (FM) o Capital de Trabajo, Wild¹² lo define como «el exceso de activos circulantes (corrientes) sobre los pasivos circulantes». Por otro lado, Martínez muestra otra perspectiva y lo describe como «los fondos de largo plazo disponibles para financiar las NOF una vez que se ha financiado el inmovilizado». El análisis se ha realizado bajo este último enfoque, porque consideramos que muestra de mejor manera, que se trata de una fuente de financiamiento. La fórmula utilizada para el cálculo fue:

$$FM = \text{Recursos Propios} + \text{Deuda de Largo Plazo} - \text{Activo No Corriente Neto}$$

El Gráfico 9 muestra la evolución del FM y el ANEXO 11 el detalle de las cuentas consideradas.

Gráfico 9. Evolución del Fondo de Maniobra 2011-2018



Fuente: EEFF Auditados. Elaboración propia (2019).

¹² Análisis de Estados Financieros Novena Edición 2013, Wild J. J. Subramanyam K. R. & Hasley R. F.

El análisis muestra que Engie Energía Perú tenía un descalce financiero en el periodo 2013-2017. Durante esos años, la compañía estuvo financiando activos de largo plazo con fuentes de financiamiento de corto plazo. Sin embargo, en el 2018 el FM asciende a US\$ 102 millones, mostrando una mejora respecto al 2017 de US\$ 141 millones. Esto se debe principalmente al fortalecimiento del patrimonio consecuencia del aumento de las utilidades retenidas (US\$ 74 millones) y por el menor valor en Propiedades, Plantas y Equipos (US\$ 67 millones) debido a que no se realizaron inversiones importantes en el año.

El análisis conjunto del FM y las NOF nos permiten visualizar si la compañía tuvo excedentes de caja o necesidades de crédito en el periodo 2011-2018:

Tabla 17. Análisis NOF 2015-2018

Concepto (miles de USD)	2015	2016	2017	2018
Activos operativos CP	190.213	271.210	258.710	237.901
Pasivos operativos CP	93.189	81.034	127.160	69.726
Necesidades Operativas de Fondos	97.024	190.176	131.550	168.175
Pasivo no corriente	845.205	926.096	904.359	921.072
Patrimonio total	870.820	950.568	1.037.390	1.103.927
Activo no corriente	1.832.964	1.969.013	1.980.434	1.922.623
Fondo de maniobra	- 116.939	- 92.349	- 38.685	102.376
Necesidad de credito/excedente de caja	-213.963	-282.525	-170.235	-65.799

Fuente: Memorias 2015-2018 Engie – Página web. Elaboración propia (2019).

El análisis muestra que la compañía tuvo necesidad de crédito, siendo el punto crítico el año 2016. Al cierre del 2018, la necesidad de crédito se reduce de manera importante, a pesar de que la inversión en las NOF aumenta, principalmente, por una reducción de US\$58 millones en el saldo consolidado de las cuentas por pagar y por la baja rotación de los inventarios.

4. Finanzas estructurales

4.1 Políticas

Con respecto a los dividendos, se ve que la tasa de reparto de dividendos siempre ha sido superior al 30%, fluctuando hasta 39,4% en el 2015.

Tabla 18. Política de dividendos

En Miles de US\$.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Resultado Neto	100.631,00	127.423,00	137.568,00	181.456,00	131.504,00	129.376,00	108.257,00
Dividendos	23.532,00	40.623,00	53.720,00	61.419,00	51.756,00	42.554,00	41.720,00
Tasa de Repartición de Dividendos	23,38%	31,88%	39,05%	33,85%	39,36%	32,89%	38,54%

Fuente: EEFF Auditados. Elaboración propia (2019).

Por su lado, el CAPEX de inversión ha tenido un comportamiento creciente en los años 2012-2016 y en los periodos 2017 y 2018 se ve una contracción importante. No se ha podido evidenciar que haya mayor nivel de inversión en los próximos periodos.

Tabla 19. Política de CAPEX

Inversiones en Capex (Miles US\$)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Terrenos	540	0	0	25	0	0	0	0
Edificios y Otras Instalaciones	124	125	52	221	13	49	52	179
Maquinaria y Equipo	13.121	429	988	586	230	21	9.662	111
Unidades de Transporte	157	238	166	36	616	85	186	1.113
Muebles y Enseres	73	135	235	144	118	120	39	17
Equipos Diversos	1.643	2.061	2.719	2.258	3.439	2.562	3.760	832
Trabajos en Curso	187.288	423.975	174.494	238.126	336.053	201.597	63.569	18.624
Desmantelamiento	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	202.946	426.963	178.654	241.396	340.469	204.434	77.268	20.876

Fuente: EEFF Auditados. Elaboración propia (2019).

4.2 Análisis de deuda

ENGIE Energía Perú ejecutó diversas operaciones con el objetivo de financiar nuevas inversiones y capital de trabajo:

- En diciembre del 2015, se suscribieron préstamos a corto plazo por 70 millones de dólares y 34.2 millones de soles (10 millones de dólares) para financiar capital de trabajo.
- Durante el 2016, se pagó parte del préstamo a largo plazo (obtenido en diciembre de 2015) por un total de 118.9 millones de soles (35 millones de dólares).
- En junio del 2016, se realizó emitieron bonos por 250 millones de soles (76.3 millones de dólares) a un plazo de diez años y con una tasa de interés de 7,1250% nominal anual. Adicionalmente, se coberturó esta deuda con swaps de moneda y tasa de interés, obteniendo una tasa efectiva final de 3,38%.

Para todos los grupos de bonos emitidos por la empresa, se tiene calificación AAA por parte de Equilibrium. Esto es bien valorado por el mercado, al percibir bajo nivel de riesgo en la inversión.

Capítulo IV. Análisis de riesgos

En línea con la coyuntura de mercado en la que vivimos en el país, así como las características propias de Engie Energía Perú, hemos identificado los siguientes riesgos:

Tabla 20. Matriz de riesgos

SEVERIDAD	5	Deterioro de calificación crediticia		Fenómenos naturales		
	4	Daño al medio ambiente	Deterioro de liquidez		Guerra de precios	
	3			Interrupción de combustible		
	2		Riesgo político			
	1					
			1	2	3	4
MATRIZ DE RIESGOS	FRECUENCIA					

Fuente y elaboración propia.

En lo que corresponde a la interpretación de los riesgos, hemos preparado la siguiente tabla:

Tabla 21. Interpretación de riesgos

Riesgo identificado	Categoría	Tipo de Riesgo	Interpretación
Guerra de precios	Financiero	Riesgo de mercado	Debido a la sobre oferta en el sector, los precios de la energía vienen cayendo así como la competencia por clientes libres.
Deterioro de clasificación crediticia	Financiero	Riesgo de crédito	Si es que la situación económico/financiera de la empresa se complica, podría haber ajuste en sus clasificación por parte de las empresas clasificadoras de riesgo, complicando los instrumentos de renta fija que la empresa tiene emitidos
Deterioro de la liquidez	Financiero	Riesgo de liquidez	Por menor nivel de ventas, Engie podría tener problemas de liquidez
Daño al medio ambiente	No Financiero	Riesgo reputacional	Al tener plantas energéticas que funcionan con combustible, se podría generar daños al medio ambiente
	No Financiero	Riesgo ambiental	
Interrupción del abastecimiento de combustible	No Financiero	Riesgo operacional	Por factores del proveedor o de bloqueo de carreteras por los pobladores de la zona, la empresa dejaría de producir en las plantas que trabajan con combustible

Fuente y elaboración propia

Como se puede apreciar el principal riesgo es de mercado, habiendo entendido que ha pasado a ser de Marea Roja. Los clientes cada vez están más empoderados y los productos cada vez más *comoditizados*, por lo que agregar valor al servicio es la única estrategia que puede diversificar la oferta de Engie Energía Perú.

Capítulo V. Valorización

1. Supuestos de Proyección

Se realizó una proyección de estados financieros y flujos de caja libre por un horizonte de cinco años, los cuales se muestran en el Anexo 15. Con respecto a la proyección de ventas, se ha realizado una proyección de ingresos por venta de energía y potencia tanto para clientes libre como regulados.

Los volúmenes de producción en GW se realizaron a través de una regresión de la producción total del SEIN, considerando las estimaciones de crecimiento de PBI de los sectores minería e hidrocarburos y manufactura publicados por el Marco Macroeconómico Multianual¹³, considerando que los clientes de Engie se concentran en los mencionados sectores. Cabe agregar que el volumen de producción de Engie en GW fue determinado en 15%, cuota de mercado definida, considerando los resultados históricos alcanzados.

Con respecto a la distribución a nivel de clientes libres y regulados se ha considerado la actual situación de sobreoferta del mercado y estrategia de Engie que consiste en enfocar esfuerzos en el cierre de contratos de suministro con clientes de menor envergadura, en diversos sectores económicos buscando concentrar su posición de potencia contratada en clientes libres¹⁴. En el Anexo 2 se muestra una evidencia de la estrategia, ya que la cantidad de potencia contratada con clientes libres al cierre del 2018 es mayor a las del 2017 y años anteriores, por lo que consideramos que esta tendencia se mantendrá llegando de un actual nivel de 52% en potencia contratada con clientes libres a un 60% en el 2023.

Con respecto a los precios, se realizó una regresión para determinar el precio promedio regulado del SEIN en S/MWh, considerando las variables producción total del SEIN y el margen de reserva del mercado. Posteriormente, se utilizaron factores para determinar el precio promedio tanto para clientes libres y regulados en S/MWh, los cuales fueron convertidos a USD a un tipo de cambio PEN/USD de 3,35, según la más reciente proyección del BCRP. El detalle se explica en el Anexo 15.

2. Cálculo de la tasa de descuento: WACC

Para determinar la tasa de descuento de Engie, se ha utilizado el costo promedio ponderado de capital (WACC¹⁵). En esta metodología la tasa de descuento es determinada a través de una ponderación en función a la estructura de capital del costo del capital (k_e) como tasa de

¹³ Se utilizaron las tasas de crecimiento esperadas por los sectores PBI, minería y hidrocarburos y manufactura publicadas por el Marco Macroeconómico Multianual por periodo 2020 al 2023.

¹⁴ Esta estrategia es publicada en las memorias anuales de la compañía.

¹⁵ WACC son las siglas de Weighted Average Cost of Capital

rendimiento exigida por los inversionistas y del costo de la deuda (k_d). El resultado es de un WACC de 8,08%. Con respecto a la estructura de capital (D/E) representa un 63,5%, equivalente a la deuda entre el capital a valor de mercado.

El k_e utilizado es de 10,82%, determinado a través de la metodología del CAPM más un ajuste por riesgo país según se desarrollado en Anexo 17. El K_d utilizado es de 5,70%, que corresponde al costo promedio de la deuda a valor de mercado según se desarrolla en Anexo 17. Para el cálculo del WACC, se utilizó una tasa de impuestos imponible de 33,75% que corresponde a la tasa efectiva de impuestos promedio entre el 2016 al 2018.

En la siguiente tabla, se muestra un resumen de los valores del WACC:

Tabla 22. Determinación del WACC

WACC	Datos
Deuda/Deuda+Capital	37,29%
Capital/Deuda+Capital	62,71%
Tasa imponible	33,75%
Costo de la deuda	5,70%
Costo de capital	10,81%
WACC	8,19%

Fuente y elaboración propia.

3. Métodos de Valorización

3.1 Método de valorización por Flujo de Caja

Se proyectaron los flujos de caja libres por cinco años en función al análisis del entorno y estrategia desarrollado en capítulos anteriores y los supuestos detallados en el Anexo 19. Cabe mencionar que, según el CFA (2007), esta metodología es preferida por analistas de inversión siempre que se cumplan determinadas situaciones como es que el inversor tenga una perspectiva de control de la empresa. Esta situación es aplicable a Engie, ya que la poca liquidez de su acción responde a que tiene pocos grupos de inversionistas cuya participación es mayoritaria y por lo tanto pueden ejercer cierto nivel de control en la empresa.

Con respecto a la valorización, los flujos de caja libres se traen a valor presenta a una tasa de 8,08% determinado a través del WACC y desarrollado en el Anexo 18. Con respecto al valor terminal, se consideró una tasa de crecimiento a perpetuidad (g) de 3,64%. Esta tasa es producto del rendimiento sobre el capital ROE de Engie en el último año de proyección multiplicado por la tasa de retención del último año. A fin de recoger el comportamiento histórico de la empresa a perpetuidad, se consideraron valores promedio desde el 2011 hasta el último año de proyección (2023) para los datos de depreciación e inversión en CAPEX bruto. Asimismo, un capital de trabajo similar al último año de proyección.

El resultado es un valor de la acción de S/8,27 con un *upside* potencial de 42%, considerando la cotización de la acción de Engie al 31/12/2018 de S/.5,84.

A continuación, se muestra una tabla con el resumen de los valores calculados:

Tabla. 23 DCF

Valor Patrimonial	Datos	% Valor
En Miles de US\$.		
VP FCFF	702.654	33%
V. Terminal actualizado	1.425.060	67%
Enterprise Value	2.127.714	100%
Cash	74.617	
Deuda estructural	-730.598	
Valor Patrimonial	1.471.733	

Nro acciones	601.370.011
Valor por acción US\$	2,45
Tipo de Cambio (31 de diciembre 2018)	3,38
Valor por acción S/. Proyectada	8,27
Valor por acción S/. (31 de diciembre 2018)	5,84
Upside potencial	42%
Valor Terminal (en el Año 6):	Datos
En Miles de US\$.	
WACC:	8,08%
g:	3,64%
ROE % 2023	12,14%
Retention Rate	30,0%
Flujo Perpetuo	90.109
Valor Terminal:	2.102.127

Fuente y elaboración propia.

3.2 Métodos de Valorización por Múltiplos

Se analizaron los múltiplos P/E y EV/EBITDA de las compañías comparables elegidas, según Anexo 12, donde detallamos la metodología para la elección. De las cuales se identifica un promedio de 16,87x, para el múltiplo P/E y de 7,59x para el EV/EBITDA, respectivamente.

En la Tabla 27 se muestran las empresas comparables y su promedio de múltiplos:

Tabla 24. Múltiplos

Ticker	Nombre	EV Millardos	Ebitda Millones	P/E	P/B	EV/Ebitda
ENGIEC1 PE Equity	ENGIE ENERGIA PERU SA	1,70	274,09	9,63	0,94	6,20
Ticker	Nombre	EV Millardos	Ebitda Millones	P/E	P/B	EV/Ebitda
CBEE3 BZ Equity	AMPLA ENERGIA E SERVICOS SA	1,95	264,98	25,20	1,23	7,36
COCE5 BZ Equity	CIA ENERGETICA DO CEARA-PR A	1,41	204,10	10,25	1,31	6,91
EEEL3 BZ Equity	CIA ESTADUAL DE GERACAO E TR	0,60	65,70	11,73	0,86	9,20
LIGT3 BZ Equity	LIGHT SA	3,02	438,49	20,30	0,99	6,89
Promedio		1,75	243,32	16,87	1,10	7,59

Fuente y elaboración propia.

A continuación, se presenta la valorización por múltiplos, utilizando el promedio de las compañías comparables, mencionadas anteriormente:

Tabla 25. Múltiplos 2

	P/E	EV/EBITDA
EBITDA		274.090,00
Utilidad Neta	108.257,00	
Promedio Múltiplos de Comparables	16,87	7,59
Valor de Empresa (EV)	1.826.295,59	2.080.188,28
+ caja	74.617,00	74.617,00
- Deuda	- 660.082,52	- 660.082,52
Valor Patrimonial	1.240.830,07	1.494.722,76
Acciones	601.370,01	601.370,01
Valor por Acción USD	2,06	2,49
Tipo de Cambio	3,38	3,38
Valor por Acción PEN	6,97	8,40

Fuente y elaboración propia.

3.3 Métodos de valorización por dividendos descontados

El método de valorización por dividendos descontados es aplicable en condiciones de crecimiento de mercado estables. Según se desarrolla en los capítulos anteriores, se espera que las condiciones de mercado no lo sean. Esto debido a la actual situación de sobre oferta de mercado y que el plazo estimado para que el mercado se normalice es incierto. En consecuencia, se determina que la aplicación de este modelo no es viable, por lo que se desestima su utilización.

4. Análisis de Sensibilidad

Las variables cuya modificación genera cambios relevantes en la valorización de Engie son la participación de mercado, tasa de crecimiento “g” y la tasa de descuento WACC. A continuación, se plantean escenarios simulados, con modificaciones de dichas variables dentro de un rango posibles de alcance, considerando comportamientos históricos.

Tabla 26. Participación de Mercado vs. Tasa de Crecimiento “g”

		Tasa de Crecimiento (g)			
		2,9%	3,6%	3,7%	4,5%
Participación de Mercado	14,0%	5,60	6,56	6,58	8,19
	14,5%	6,30	7,35	7,38	9,15
	15,0%	7,10	8,27	8,30	10,27
	15,4%	7,70	8,95	8,99	11,10

Fuente y elaboración propia.

Los rangos de participación de mercado se definieron considerando la participación del periodo de análisis 2011-2018 (15,4%) y el promedio del periodo 2016-2018 (14,5%). La cuota de mercado utilizada en el modelo es de 15% porque la compañía ha demostrado capacidad para sostener su participación en el largo plazo. Asimismo, los rangos de la tasa de crecimiento “g” se definieron considerando: tasas de inflación promedio del periodo 2011-2018 (2,9%), inflación máxima del periodo de análisis (3,7%) y un máximo de 4,5%.

Como se puede apreciar, sólo en un caso el valor de la acción se encuentra por debajo del precio de la acción registrado a diciembre 2018 de S/ 5,84, cuando se toma la menor participación de mercado y menor tasa de crecimiento.

Tabla 27. WACC vs. Tasa de Crecimiento “g”

		Tasa de Crecimiento (g)			
		2,9%	3,6%	3,7%	4,5%
WACC	6,91%	9,75	11,90	11,96	16,13
	7,01%	9,46	11,48	11,54	15,39
	7,11%	9,20	11,11	11,17	14,76
	7,25%	8,83	10,59	10,65	13,90
	7,30%	8,72	10,44	10,49	13,64
	7,60%	8,03	9,50	9,54	12,14
	8,08%	7,10	8,27	8,30	10,27

Fuente y elaboración propia.

Las tasas de descuentos WACC planteadas corresponden a tasas simuladas, modificando el beta desapalancado y manteniendo constantes las otras variables del modelo CAPM. Los betas desapalancados de la simulación fueron calculados aplicando regresiones a los rendimientos del precio de la acción de Engie con el IGBVL, con horizontes de diez, cinco y dos años con frecuencias semanales, mensuales y trimestrales.

El análisis muestra que, en cualquiera de los escenarios planteados, el valor de la acción está por encima del precio de mercado, siendo el valor más conservador de S/.7,1, mayor en 21,6% que el precio de cierre 2018.

Tabla 28. WACC vs. Participación de Mercado

		Participación de Mercado			
		14,0%	14,5%	15,0%	15,4%
WACC	6,91%	8,75	10,15	11,90	13,46
	7,01%	8,46	9,80	11,48	12,98
	7,11%	8,20	9,50	11,11	12,55
	7,25%	7,83	9,07	10,59	11,96
	7,30%	7,72	8,93	10,44	11,78
	7,60%	7,04	8,15	9,50	10,70
	8,08%	6,14	7,10	8,27	9,30

Fuente y elaboración propia.

Los resultados de la simulación, bajo estas variables, muestra que el valor de la acción se encuentra por encima del precio de mercado, si sólo se modifica el beta desapalancado. El menor valor en este caso es de S/.8,41 mayor en +43,9% que el precio de la acción al 31 de diciembre 2018.

5. Opinión de los expertos

A continuación, se muestran los resultados de informes de *research* a fin de compararlos con el valor estimado a través del modelo de descuento de flujo de caja libre de S/8,50.

Tabla 29. Resultados de informes de Research

EMPRESA	Fecha Publicación Informe	Precio unitario	Recomendación	Upside Potencial
CREDICORP	14/02/2019	S/ 7,80	Mantener	34%
KALLPA	14/02/2019	S/ 8,70	Comprar	49%
INTELIGO	15/02/2019	S/ 8,47	Comprar+	45%
Promedio		S/ 8,32		43%

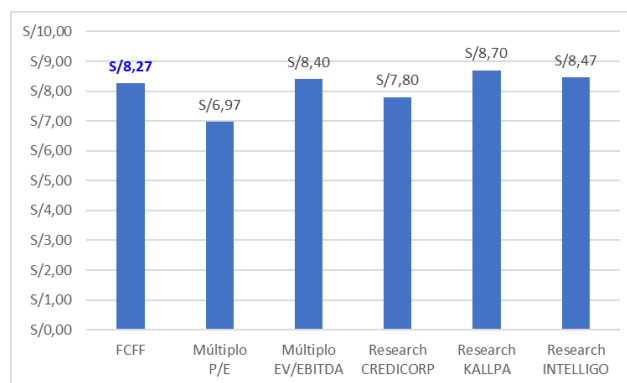
Fuente y elaboración propia.

Se observa, que el precio estimado es similar al de los informes.

6. Football field

A continuación, se muestra un comparativo de los valores intrínsecos estimados, según las metodologías utilizadas y los valores determinados por analistas de *Research* locales. Se observa que los valores son comparables con el determinado a través del FCFF.

Gráfico 10. Football Field



Fuente: Credicorp, Kallpa, Intelligo. Elaboración propia (2019).

Recomendación

Según las proyecciones realizadas, la estimación de la tasa de descuento y las consideraciones sobre el flujo perpetuo de Engie se obtuvo un valor de la acción de S/8,50. Esto representa una *upside* de 45% con respecto a la cotización de la acción al 31/12/2018 de S/.5,84, por lo que la recomendación es comprar.

Anexos

Anexo 1. Detalle de plantas, generación y líneas de transmisión

Como ya se ha mencionado, ENGIE Energía Perú contribuye al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con una capacidad de 2.496 MW de potencia nominal. En ese sentido, con el objetivo de atender a su cartera de clientes, cuenta con un portafolio diversificado de generación eléctrica en base a diferentes tecnologías y combustibles como son: agua, gas natural, petróleo y carbón. En mayo del 2018 inaugura la planta de energía solar Intipampa, agregando 40MW a su oferta energética.

A diciembre del 2018, ENGIE Energía Perú aportó 5.334 GWh de energía al Sistema Interconectado Nacional, lo que la ubica entre una de las principales empresas de generación de energía eléctrica del país con 10,5% de participación en producción de energía.

En el 2018 Engie deja de producir electricidad a través de su central CT. ILO1 y activa Intipampa, como se podrá ver en el cuadro líneas abajo.

Tabla 30. Plantas y capacidades

Central	2018	%	2017	%	2016	%	2015
C.T. Ilo1	0	-100,00%	86,16	-58,95%	209,87	279,79%	55,26
C.T. Ilo21	43,12	-93,60%	673,7	-12,83%	772,89	211,54%	248,09
C.T. Ilo31	3,23	-53,79%	6,99	-93,00%	99,91	184,24%	35,15
C.T. NEPI	17,97	89,96%	9,46	-67,71%	29,3		
C.T. ChilcaUr	3403,62	-35,82%	5303,41	-5,59%	5617,22	-3,78%	5837,72
C.T. ChilcaDe	369,97	20,19%	307,81	36,37%	225,72		
C.H. Yuncán	889,7	0,13%	888,52	16,94%	759,79	-15,68%	901,05
C.H. Quitarac	518,79	-2,31%	531,06	13,54%	467,74	428,76%	88,46
C.S. Intipamp	87,26		0				
Total	5333,66	-31,68%	7807,11	-4,59%	8182,44	14,19%	7165,73

Fuente: Memorias Anuales Engie Energía Perú. Elaboración propia (2019).

ENGIE Energía Perú cuenta con distintas líneas de transmisión en 138, 220 y 500 kV que se usan como parte del proceso de energía. Están distribuidas según se indica a continuación:

Tabla 31. Líneas de transmisión

Líneas de transmisión	Longitud (km)	Capacidad
Ilo2 - Moquegua (doble terna)	72,00	400 MW por cada terna en 220 kV
Moquegua - Botiflaca1	31,00	196 MVA en 138 kV
Moquegua - Mill Site	39,00	100 MVA en 138 kV
Ilo1 - Moquegua	2,27	130 MVA en 138 kV
Intipampa - Moquegua	10,20	60MVA en 138 kV
Moquegua - Botiflaca2	5,99	160 MVA en 138 kV
Ilo4 - Montalvo	75,00	1,400 MVA en 500 kV
Santa Isabel - Carguamayo Nueva (L-226)	50,00	260 MVA en 220 kV
Quitaracsca - Kima Ayllu (L-2277)	5,35	150 MVA en 220 kV
SE Chilca 1 - SE Chilca 220kV (doble terna)	0,75	600 MVA por cada terna en 220 kV
Chilca Dos - Chilca Uno	0,44 (para turbina a gas) 0,53 (para turbina a vapor)	150 MVA en 220 kV

Fuente: Memorias anuales Engie Energía Perú. Elaboración propia (2019).

Anexo 2. Detalle de contratos

Tabla 32. Contratos

Contratos MW (Potencia Contratada fuera de hora punta)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cientes Libres	374	397	393	358	636	847	756	920
Cientes Regulados	535	612	1.017	963	851	609	704	823
Total	909	1.008	1.410	1.321	1.487	1.456	1.460	1.744
Participación % - Cientes Libres	41%	39%	28%	27%	43%	58%	52%	53%
Participación % - Cientes Regulados	59%	61%	72%	73%	57%	42%	48%	47%

Contratos MW (Potencia Contratada hora punta)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cientes Libres	314	337	343	315	702	918	763	921
Cientes Regulados	535	612	1.022	977	851	609	704	823
Total	849	949	1.366	1.292	1.553	1.527	1.467	1.744
Participación % - Cientes Libres	37%	35%	25%	24%	45%	60%	52%	53%
Participación % - Cientes Regulados	63%	65%	75%	76%	55%	40%	48%	47%

Fuente: Memorias anuales Engie Energia Perú. Elaboración propia (2019).

Al 2018 la empresa tiene los siguientes contratos vigentes con clientes regulados:

Tabla 33. clientes regulados

Ciente	Potencia contratada (MW) 2018
Enel Distribución (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	268,42
Luz del Sur (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	223,34
Luz del Sur (Licitaciones LDS-01-2011-LP y LDS-01-2011-LP-II)	76,25
Seal (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	42,80
Electronoroeste (Licitaciones ED-01 y ED-02)	31,15
Grupo Distriluz (Bilateral 2017)	30,00
Electrosureste (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	29,80
Hidrandina (Licitaciones HDNA)	18,12
Enel Distribución (Licitaciones LDS-01-2011-LP y LDS-01-2011-LP-II)	15,75
Electronorte (Licitaciones HDNA)	12,86
Electrosur (Licitaciones ED-02 y ED-03)	12,50
Electroucayali (Bilateral 2012)	12,00
Electrocentro (Licitaciones HDNA)	10,74
Electrosur (Bilateral 2017)	10,00
Electronoroeste (Licitaciones HDNA)	9,01
Coelvisac (Bilateral 2018)	9,00
Electroucayali (Bilateral 2018)	5,00
Electronoroeste (Bilateral 2017)	3,50
Electropuno (Licitaciones ED-03)	2,69
Coelvisac (Licitaciones HDNA)	0,38
Total	823,31

Fuente: Memorias anuales Engie Energia Perú. Elaboración propia (2019).

Con relación a los contratos de cliente libres tenemos:

Tabla 34. Clientes libres

Clientes	2016		2017		2018	
	Hora Punta	Fuera Hora Punta	Hora Punta	Fuera Hora Punta	Hora Punta	Fuera Hora Punta
Southern Perú Cooper Corporation	207	207	0	0	0	0
Antamina	170	170	170	170	170	170
Minera Las Bambas	150	150	0	0	0	0
Nexa Resources Cajamarquilla S.A.	110	0	170	125	170	125
Minera Yanacocha S.R.L.	60	60	60	60	60	60
Volcán Compañía Minera S.A.A.	0	0	0	0	49	49
CELEC EP 2	40	40	40	40	40	40
Sociedad Minera Cerro Verde	38	38	58	58	38	38
Yura S.A.	38	34	40	34	41	37
Nexa Resources Perú S.A.A.	0	0	0	0	38	38
Antapaccay	21	21	21	21	21	21
Quimpac S.A.	20	56	20	56	20	56
Trupal S.A.	0	0	25	25	25	25
Gloria S.A.	0	0	24	24	25	25
Minsur S.A.	0	0	22,5	22,5	26,5	26,5
Compañía Minera Chungar S.A.C.	0	0	0	0	15,4	15,4
Empresa Administradora Cerro S.A.C.	0	0	0	0	15	15
Nexa Resources El Porvenir S.A.C.	0	0	0	0	15	15
Papelera Nacional S.A.	0	0	0	0	12	12
Ownens-Illinois Perú S.A.	0	0	0	0	12	12
Nexa Resources Atacacocha S.A.A.	0	0	0	0	9	9
Cerámica Lima S.A. - Celima	0	0	0	0	7,4	7,4
San Fernando S.A.	0	0	0	0	7,17	7,17
Esmeralda Corp S.A.C.	0	0	0	0	7	7
Casa Grande S.A.A.	0	0	0	0	6	6
Tecnofil S.A.	0	0	0	0	6	6
Parque Lambramani S.A.C	0	0	0	0	5,81	5,81
Óxidos de Pasco S.A.C.	0	0	0	0	5,4	5,4
Minera Bateas S.A.C.	0	0	0	0	5,2	5,2
Cartavio S.A.A.	0	0	0	0	5	5
Otros	64,12	70,97	112,21	120,56	64,1	76,43
Total	918,12	846,97	762,71	756,06	920,98	920,31

Fuente: Memorias anuales Engie Energía Perú. Elaboración propia (2019).

Anexo 3. Hechos de importancia

Adicionalmente, según las memorias anuales del 2018, se presentaron los siguientes eventos que afectaron el normal abastecimiento de gas natural:

(i) En febrero se presentó un evento en el transporte de gas natural en el ducto de líquidos de Transportadora de Gas del Perú (TGP) que determinó la restricción del suministro de gas natural. Dicho evento duró doce días, plazo durante el cual operaron las C.T. Ilo21, C.T. Ilo31 y C.T. Ilo41.

Posteriormente, y con el propósito de llevar a cabo trabajos de reparación relacionados con el mencionado evento, en los meses de marzo y octubre del 2018, se realizaron mantenimientos en el gasoducto de TGP que duraron dos días.

(ii) Durante los meses de julio y agosto, se realizó el mantenimiento mayor de la planta de Malvinas, lo cual redujo la inyección de gas natural para el mercado local durante siete días. En ese periodo operaron las C.T. Ilo21 y C.T. Ilo41, para abastecer el déficit de generación en el sistema.

Tabla 35. Línea de tiempo

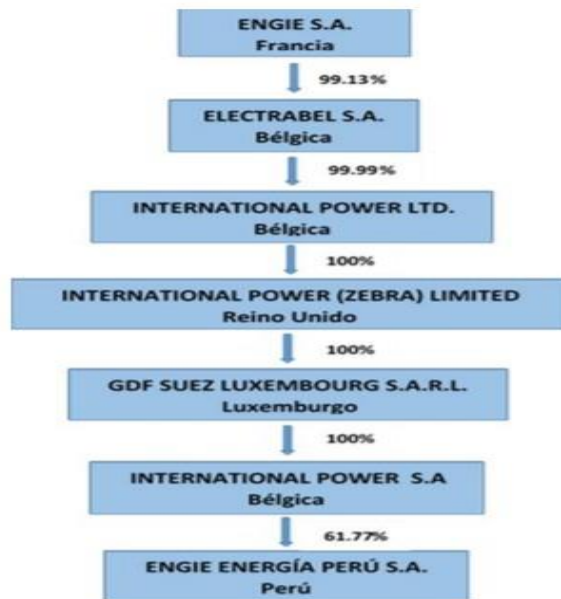
	jul-97	sep-98	oct-00	sep-05	dic-06	jul-07	ago-09	nov-12
EVENTO	Turbina I CT Ilo1 entra en operación	Turbina II CT Ilo1 entra en operación	CT Ilo 21 entra en operación con potencia 135MW	Recibe en usufructo la CH Yuncan por 30 años	CT ChilcaUno entra en operación	CTA ChilcaUno entra en operación segunda unidad	CTA ChilcaUno entra en operación tercera unidad	CTA ChilcaUno entra en operación turbina a vapor
POTENCIA	0	0	135MW	100MW		560MW		292MW

	jun-13	oct-15	may-16	oct-16	dic-16	oct-17	mar-18
EVENTO	CT Reserva fria Ilo31 entra en operación	CH Quitaraca entra en operación	CT ChilcaDos entra en operación	CT Nodo energetico Ilo41 entra en operación	CT ChilcaDos activa turbina a vapor	Sale de operación CT Ilo1	CS Intipampa entra en operación
POTENCIA	500MW	114MW	75.7MW	610MW	35.5MW	0	40MW

Fuente: Memorias anuales Engie Energía Perú. Elaboración propia (2019).

Anexo 4. Accionariado

Gráfico 11. Accionariado



Fuente: Memorias anuales Engie Energia Perú. Elaboración propia (2019).

Anexo 5. Gobierno corporativo y responsabilidad social

Según comunicado del 12 de Julio de 2018, BVL informa:

«La Bolsa de Valores de Lima y EY anunciaron los constituyentes del Índice S&P/BVL IBGC de Buen Gobierno Corporativo que estarán vigentes para el periodo 2018 – 2019. Así, las acciones de Alicorp, BBVA Banco Continental, Cementos Pacasmayo, Compañía de Minas Buenaventura, Credicorp Ltd., Engie Energía Perú, Ferrreycorp, Inretail Perú Corp. Intercorp Financial Services y Rímac Seguros y Reaseguros formarán parte de este índice que por once años consecutivos reconoce a las empresas listadas con las mejores prácticas de buen gobierno corporativo de nuestro país».

La encuesta de la BVL se basa en 31 principios, los cuales hacen referencia a los “Estándares Internacionales de Auditoría – IASE 3000” y a la metodología “EXCUSME”. La ponderación para cada empresa se hace en base a las respuestas a cada una de las preguntas de los 31 principios y su nivel de necesidad/importancia. Los resultados de Engie fueron:

Tabla 36. Gobierno corporativo y responsabilidad social

No. Principio	Porcentaje (%)	No. Principio	Porcentaje (%)
1	1.5%	17	4.0%
2	3.0%	18	3.0%
3	4.0%	19	4.0%
4	3.0%	20	4.0%
5	4.0%	21	4.0%
6	3.0%	22	4.0%
7	1.5%	23	4.0%
8	3.0%	24	4.0%
9	1.5%	25	4.0%
10	3.0%	26	4.0%
11	1.5%	27	4.0%
12	1.5%	28	4.0%
13	3.0%	29	4.0%
14	1.5%	30	4.0%
15	4.0%	31	1.5%
16	4.0%		

Fuente: Memorias anuales Engie Energía Perú. Elaboración propia (2019).

Anexo 6. PEST

Tabla 37. PEST

Politico	Impacto	Probabilidad
Modificación de la ley 25844	Alto	Bajo
Implementacion del proyecto de ley 2320-2917	Alto	Medio
Economico		
Desaceleración económica	Alto	Alto
Reduccion de precio de commidities	Medio	Alto
Reduccion de la inversión minera	Alto	Alto
Variación del tipo de cambio	Bajo	Alto
Social		
Protestas	Medio	Alto
Incremento de mano de obra calificada	Bajo	Bajo
Tecnologico		
Creacion de nuevas tecnologia	Bajo	Bajo

Fuente y elaboración propia

1. Políticos

- a. El sector eléctrico en nuestro país es regido por la ley 25844 del año 1992, donde se privatiza las empresas eléctricas del estado y se da los lineamientos básicos para el mercado que hoy conocemos. Esta ley está basada en la ley chilena del 1982 establece al COES como la entidad encargada de velar por la eficiencia y rentabilidad del sistema, así como la creación del mercado Spot para las compensaciones de los generadores en el corto plazo.
- b. En el 1997, se crea la ley antimonopolio 26876, donde se regulan las fusiones y adquisiciones, las cuales requerirán de autorización del INDECOPI cuando la participación de mercado de la empresa adquiriente llega a más del 15%.
- c. En el 2006, se crea la ley 28832 de generación eficiente, donde se crean las concesiones de mercado regulado en plazos de cinco a veinte años a fin de garantizar tarifas y evitar volatilidad en el mercado. Se crea también mecanismos para garantizar la expansión de la red de transmisión, la cual deberá ser actualizada por el COES cada dos años.
- d. En el 2008, se da el DI N°1002, donde se ponen en marcha las RER para la promoción de energía renovable, garantizando que el sistema deberá consumir por lo menos el 5% de este tipo de fuente.
- e. En el 2015, se da el DIN°1221 Modificaciones a la regulación de distribución eléctrica, donde se introduce un nuevo tarifario.

- f. En la actualidad, se tiene en el congreso el proyecto de ley 2320-2917, que busca reducir la prima RER, así como la declaración de las generadoras para los costos variables que al final definen el precio unitario del Kw. Tanto MEM como el sector privado han expresado su rechazo a este proyecto de ley por su efecto en los consumidores finales, sin embargo, aún se mantiene en revisión por parte del congreso.

2. Económicos

- a. Al 2018, el sector eléctrico ha representado 1,8% del PBI nacional, aproximadamente, y ha tenido un crecimiento entre el 2010-2018 de 5,6% contra 4,8% de toda la economía.
- b. En los últimos diez años las inversiones en el sector eléctrico han sumado USD 20 billones, incluyendo públicas y privadas.
- c. En el 2017, producto del marco legal planteado en el 1992, se ha logrado que el 95,1% de la población tenga acceso a electricidad.
- d. Para los próximos años se prevén inversiones por USD 2billones de dólares, sin embargo, estas podrían verse retrasadas ante la situación de inestabilidad política y social.

3. Social

- a. Dada la coyuntura social actual que viene paralizando los proyectos mineros, esto podría perjudicar más la creación de demanda por energía y potencia. A nuestro punto de vista esta situación es la más complicada del análisis.
- b. En nuestro país no se cuenta con mayor nivel de mano de obra calificada para el sector, por lo que se contrata mucho personal del resto del mundo. Esto es una deficiencia de cara a la óptima gestión del mercado.

4. Tecnológico

- a. Engie viene invirtiendo desde el 1997 hasta la fecha 2.300 millones de dólares, asegurando su potencia instalada en condiciones de eficiencia, costo y tecnología.
- b. Se evidencia el compromiso por formar parte de la transición a energía libre de carbono con su central Intipampa, por lo que se espera que se sigan construyendo central de energía renovable.

Anexo 7. Matriz FODA, EFE y EFI

Tabla 38. FODA, EFE y EFI

FORTALEZAS		OPORTUNIDADES	
F1	Contratos a mediano plazo con clientes	O1	Conexion a red electrica internacional
F2	Respaldo de grupo Engie	O2	Incremento de cuota con clientes libres
F3	Presencia en el pais desde 1996, conocimiento del mercado y sus stakeholders	O3	Incremento de cuota de APP con distribuidores
F4	Orientados a generacion 0 de CO2		
DEBILIDADES		AMENAZAS	
D1	Concentracion con clientes de sector mineria, con politica orientada a costos	A1	Cambio de las leyes que rigen el sector
D2	Bajo poder de negociacion con TGP o proveedores de combustible	A2	Puesta en marcha de mayor numero de plantas energeticas, mayor competencia
D3	Dependencia de gas natural o petroleo para plantas termicas	A3	Incremento en el precio de combustible
D4	Menor politica de dividendos con respecto de la competencia		

MATRIZ EFI				
FORTALEZAS		PESO	CALIFICACION	PONDERACION
F1	Contratos a mediano plazo con clientes	0,15	4	0,6
F2	Respaldo de grupo Engie	0,05	2	0,1
F3	Presencia en el pais desde 1996, conocimiento del mercado y sus stakeholders	0,03	2	0,06
F4	Orientados a generacion 0 de CO2	0,07	4	0,28
DEBILIDADES		PESO	CALIFICACION	PONDERACION
D1	Concentracion con clientes de sector mineria, con politica orientada a costos	0,2	2	0,4
D2	Bajo poder de negociacion con TGP o proveedores de combustible	0,01	4	0,04
D3	Dependencia de gas natural o petroleo para plantas termicas	0,02	4	0,08
D4	Menor politica de dividendos con respecto de la competencia	0,08	1	0,08

MATRIZ EFE				
OPORTUNIDADES		PESO	CALIFICACION	PONDERACION
O1	Conexion a red electrica internacional	0,03	1	0,03
O2	Incremento de cuota con clientes libres	0,1	3	0,3
O3	Incremento de cuota de APP con distribuidores	0,1	4	0,4
AMENAZAS		PESO	CALIFICACION	PONDERACION
A1	Cambio de las leyes que rigen el sector	0,1	4	0,4
A2	Puesta en marcha de mayor numero de plantas energeticas, mayor competencia	0,04	2	0,08
A3	Incremento en el precio de combustible	0,02	2	0,04

Fuente y elaboración propia.

Anexo 8. Matriz CANVAS

Tabla 39. CANVAS

Sociedades Clave (8)	Actividades Clave (7)	Propuesta de Valor (1)	Relación con el cliente (4)	Clientes (2)
a) Grupo Engie b) OSINERGMIN. c) COES. d) MINEM.	Optimizar la generación de energía en cuestión de costo y oportunidad	Soluciones energéticas con foco en la eficiencia en costo y oportunidad	a) Ejecutivos especializados con relación directa con los clientes b) Call center 24/7 c) Extranet para clientes.	a) Mercado Spot
e) Clasificadoras de Riesgo f) TGP (Camisea)..	Incremento de las plantas de energía renovable (Intipampa)	Mix de plantas de generación eléctrica en diversas zonas del país.	Canales de Comercialización y Distribución (3)	b) Clientes Libres c) Clientes Regulados
	Recursos Clave (6)		a) COES	
	Respaldo del grupo Engie.		b) Licitaciones con clientes regulados o distribuidoras	
	Know how a nivel mundial	Responsabilidad social demostrada con sus stakeholders	c) Clientes Libres a través de relación con ejecutivos de Engie	
	Capacidad instalada para generación eléctrica			
Estructura de Costos (9)			Fuente de Ingresos (5)	
a) Compra de combustibles	b) Depreciación del período y CAPEX	c) Compra de energía en el mercado SPOT	Venta de energía y potencia en los distintos mercados nacionales	Peaje por uso del sistema interconectado nacional.

Fuente y elaboración propia.

Anexo 9. Marco Legal

- Reforma del sector energético de 1992

En 1992, se estableció un nuevo marco legal y regulatorio para el sector energético, en línea con las amplias reformas económicas del primer periodo de gobierno del presidente Fujimori. Esta reforma se inspiró en la reforma chilena de 1982, que fue una experiencia pionera en la reforma de los mercados de electricidad de la región.

En virtud de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), aprobada por el Decreto Ley N° 25844, de fecha 19 de noviembre de 1992, el sector privado se convirtió en el principal actor de la industria mientras que el sector público concentró sus actividades en la regulación y supervisión de los agentes privados. Por lo tanto, se estableció un gran programa de privatización para transferir la propiedad de las empresas públicas al sector privado¹⁶.

El modelo de integración vertical vigente hasta ese momento fue reemplazado por una nueva estructura a través de la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación es un segmento competitivo, mientras que la transmisión y la distribución están reguladas, debido a su condición de monopolios naturales. De otro lado, la LCE dio paso a la creación del organismo regulador del sector eléctrico, Osinergmin, el cual tiene a su cargo la fijación de tarifas, así como la fiscalización del cumplimiento de las normas legales y técnicas aplicables al sector energético.

El nuevo marco promovió la participación del sector privado a través de concesiones o permisos otorgados por el MEM para operar en cualquiera de esas tres actividades. También estableció una nueva metodología para establecer tarifas, adjudicar concesiones, proporcionar guías para los servicios al usuario final y garantizar la responsabilidad de los operadores. El Estado cambió su rol de propietario y operador del sistema a ente normativo, regulador y concedente.

Se estableció un reglamento para la remuneración de los monopolios naturales (transmisión y distribución) basados en costos promedio eficientes. Las tarifas de generación para la provisión del servicio público de electricidad (suministro a usuarios regulados) se regularían a partir de una estimación de los costos marginales (CMg) del Sistema. La red de transmisión tendría tarifas que estaban reguladas por un procedimiento basado en el costo económico y se volverían a calcular cada año.

¹⁶ Aun con ello, a la fecha el Estado sigue teniendo una participación importante en el mercado eléctrico, principalmente en el rubro de Distribución y Generación.

Se creó un *Mercado Spot* como un sistema de compensación para los Generadores (compensar las diferencias entre la energía contratada y la producción efectiva), donde las transferencias de energía se valoran en CMg, que varía cada quince minutos. Este *Mercado Spot* es administrado por el COES, que es una entidad privada conformada por Generadores, Transmisores, Distribuidores y los Usuarios Libres.

- Ley de generación eficiente 2006

En 2006, se aprobó una ambiciosa reforma de segunda generación para la LCE: la Ley N° 28832, Ley para Garantizar el Desarrollo de Generación Eficiente (LGE). Fue una reforma consensuada, pues tanto el gobierno como los agentes privados participaron ampliamente en la discusión de la propuesta, que tenía por objeto abordar los problemas más importantes de la LCE.

Una de las reformas más importantes introducidas por la LGE fue la creación de un esquema de Licitaciones para que las Distribuidoras puedan contratar potencia y energía destinada a atender su mercado regulado, las cuales resultarían en contratos de suministro (PPA) de largo plazo con precios firmes. Así, los referidos precios firmes serían aquellos que resulten del propio proceso competitivo (ofertas adjudicadas), y no de un procedimiento tarifario de Osinergmin. De esta manera, se buscaba eliminar la incertidumbre inherente a la regulación de tarifas, así como evitar la discrecionalidad por parte de la entidad reguladora.

Para enfrentar la ausencia de inversión en la transmisión eléctrica, la LGE también implementó un esquema de subastas para la adjudicación de proyectos bajo Contratos BOOT (*Build, Own Operate and Transfer*), los mismos que garantizan una remuneración constante y predecible a los propietarios, lo que permite la recuperación de capital en un plazo definido.

En esa misma línea, la LGE puso fin a la clasificación de las líneas de transmisión como Sistema Principal de Transmisión (SPT) o Sistema de Transmisión Secundario (SST). En remplazo, las nuevas instalaciones se clasificarían como parte del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) o del Sistema Complementario de Transmisión (SCT), sujetas a un nuevo esquema regulatorio.

Asimismo, el COES fue designado como el planificador de transmisión, responsable de preparar un plan y actualizarlo cada dos años. El mencionado plan es aprobado por el MEM, previa opinión favorable de Osinergmin. Una vez aprobado, el Plan de Transmisión es obligatorio, por lo que las nuevas líneas y refuerzos determinados darán lugar a un proceso de licitación pública para la construcción de esas instalaciones por parte de agentes privados sujetos a los Contratos BOOT.

- Otras leyes del sector eléctrico
- Decreto de Urgencia N° 049-2008: estableció que los CMg serían calculados por el COES considerando que no existen restricciones de suministro y transporte de gas natural (GN) ni transmisión eléctrica (“CMg Idealizados”). De igual forma, dispuso que los CMg estarían sujetos a un tope (precio máximo). Esta norma debió estar vigente hasta el 31 de diciembre de 2011. No obstante, su vigencia se extendió en varias ocasiones, hasta que finalmente quedó sin efecto el 1 de octubre de 2017.
- Decreto Legislativo N° 1041: a través del presente decreto se modifican diversos artículos de la LCE, de LGE y de la Ley General de Electrificación Rural. Asimismo, se creó una compensación adicional por seguridad de suministro para los Generadores que operen con gas natural y tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Es preciso señalar que la mencionada compensación es utilizada para remunerar la operación de diversas Centrales de Reserva Fría licitadas por el Estado en el 2010 y 2011.
- Decreto Legislativo N° 1002: norma legal que introdujo el régimen de promoción para la inversión en generación eléctrica a partir de Recursos Energéticos Renovables (RER). Al amparo de esta norma, se han llevado a cabo diversas subastas públicas para adjudicar proyectos RER con ingresos garantizados.
- Decreto de Urgencia N° 032-2010: se adoptaron medidas para acelerar la inversión y facilitar el financiamiento para la ejecución de proyectos de electricidad. Al amparo de las disposiciones de mencionada norma, el Estado peruano licitó y adjudicó tres proyectos de generación hidroeléctrica (C.H. Cheves, C.H. Chaglla, C.H. y Cerro del Águila).
- Ley N° 29970: mediante la cual el Estado declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética considerando la garantía del suministro de gas natural al sur como objetivo principal. Al amparo de esta Ley, el Estado licitó y adjudicó dos proyectos de generación térmica (CT Samay y CT Ilo IV).
- Decreto Legislativo N° 1221: modificó diversos artículos de la LCE con el objeto de mejorar el marco regulatorio de distribución eléctrica y reducir la discrecionalidad de Osinergmin en materia tarifaria.

En ese sentido, uno de los cambios más importantes que introdujo el Decreto antes mencionado fue la modificación de la forma para determinar el VAD, estableciendo que el VAD se determinará individualmente por cada empresa de Distribución que tenga más de 50.000 usuarios (a diferencia del régimen anterior, con esta regulación el análisis para determinar el VAD es hecho por “empresa” y no por diferentes sectores de cada compañía). De igual manera, el VAD incluye cambios adicionales asociados al desarrollo de innovación y/o proyectos de eficiencia tecnológica y de mejora en la calidad de servicios.

- Decreto Supremo N° 026-2016-EM: introdujo nuevas reglas para permitir la participación de los Distribuidores y grandes Usuarios Libres en el Mercado Mayorista de Electricidad (Mercado Spot). Esta nueva regulación, vigente desde el 1 de enero de 2018, permite a los Distribuidores comprar, bajo ciertas condiciones y limitaciones, potencia y energía directamente del Mercado Spot para atender a sus Clientes Libres.

Anexo 10. Cálculo del Saldo Mínimo de Caja

Tabla 40. Saldo mínimo de caja

En Miles de US\$.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ventas Netas	416.709,00	496.128,00	609.917,00	618.881,00	713.722,00	747.652,00	577.018,00	520.909,00
Margen Neto	21%	20%	21%	22%	25%	18%	22%	21%
Factor Pago Diario	0,22%	0,22%	0,22%	0,21%	0,20%	0,23%	0,21%	0,22%
Pago Diario Teórico	907,05	1.083,55	1.321,90	1.318,67	1.458,26	1.688,08	1.226,42	1.130,55
Saldo Final de Caja	21.646	96.926	25.485	28.530	52.181	28.259	37.180	74.617
Días de cobertura	24	89	19	22	36	17	30	66
Saldo Mínimo de Caja (Días)	15	15	15	15	15	15	15	15
Saldo Mínimo de Caja	13.606	16.253	19.829	19.780	21.874	25.321	18.396	16.958

Fuente: Memorias 2011-2018 Engie – Página web. Elaboración propia (2019).

El saldo mínimo de caja se halló considerando lo siguiente:

1. Cálculo de un pago diario teórico: $\text{Margen Neto \%} / 365 * \text{Ventas Netas}$).
2. Días de cobertura: $\text{Saldo Final de Caja} / \text{Pago Diario Teórico}$

Bajo esta metodología, se aprecia que el saldo mínimo de caja medido en el 2016 fue de 17 días, la menor cobertura del periodo de análisis 2011-2018. Sobre la base de esta información, se determinó que el saldo mínimo de caja es de 15 días de cobertura.

Anexo 11. Evolución del Fondo de Maniobra 2011-2018

Tabla 41. Evolución del Fondo de Maniobra 2011-2018

En Miles de US\$.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
+ Provisiones	589	2.284	2.078	1.952	1.705	5.952	3.580	9.365
+ Obligaciones Financieras	355.400	590.374	526.278	615.536	709.632	723.983	648.046	607.140
+ Instrumentos financieros derivados	1.588	898	7.066	6.589	19.091	14.222	6.312	17.392
+ Impuesto a las ganancias diferido	60.819	68.050	81.794	100.849	114.777	181.939	246.421	287.175
Pasivo no corriente	418.396	661.606	617.216	724.926	845.205	926.096	904.359	921.072
+ Capital social emitido	105.001	255.001	255.001	255.001	255.001	255.001	255.001	255.001
+ Reserva legal	13.816	13.816	15.634	29.391	43.816	43.816	43.816	43.816
(+)(-) Otras reservas de patrimonio	-3.064	1.281	-4.730	-2.993	-332	3.439	12.595	4.917
+ Resultados acumulados	207.283	280.037	372.848	454.959	572.335	648.312	725.978	800.193
Patrimonio	323.036	550.135	638.753	736.358	870.820	950.568	1.037.390	1.103.927
+ Otros activos no corrientes (gastos pagados por adelantado)	21.425	24.609	27.725	30.475	33.849	38.571	47.032	60.144
+ Anticipos otorgados	12.737	24.282	22.399	19.965	29.272	9.531	9.691	15.666
+ Instrumentos Financieros Derivados	6.631	19.011	5.486	0	4.261	6.362	19.781	12.398
+ Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	622.066	1.015.148	1.161.747	1.380.136	1.673.005	1.830.531	1.822.508	1.755.473
+ Activos Intangibles (Neto)	0	148	147	512	394	431	363	341
+ Otros activos a largo plazo	61.964	62.885	79.430	94.804	92.183	83.587	81.059	78.601
Activo no corriente	724.823	1.146.083	1.296.934	1.525.892	1.832.964	1.969.013	1.980.434	1.922.623
Fondo de Maniobra	16.609	65.658	-40.965	-64.608	-116.939	-92.349	-38.685	102.376

Fuente: Memorias 2011-2018 Engie – Página web. Elaboración propia (2019).

Anexo 12. Marco teórico para elegir las empresas comparables

A fin de poder tener un mayor nivel de comprensión del sector y los ratios que maneja Engie Energía Peru, se han tomado comparables en la región.

En su estudio, Badenes & Santos (1999), definen los factores que deben tener las compañías para ser comparables:

- Cotizadas en bolsa.
- Realizar la misma actividad que la empresa objetivo.
- Tener un mismo “mix” de negocio y/o productos.
- Ser de un mismo país o región y/o operar en una misma zona geográfica.
- Tener un tamaño similar. No es aconsejable tomar como comparables a empresas con un volumen de ventas o unos beneficios inferiores en un 50% al de la empresa objetivo, ya que podría distorsionar los resultados.
- Mismas perspectivas de crecimiento de beneficios.
- Equipo de dirección de categoría similar, *management*.
- Rentabilidad similar.
- Posición competitiva equivalente.
- Mismo grado de integración vertical (activos).
- Estructura y volumen de gastos de I+D y marketing similares.

Los expertos en valorizaciones utilizan su criterio al momento de elegir comparables, ya que en la mayor parte de casos no se cumplen todos los factores indicados. En línea con esto, el CFA Institute detalla un modelo de elección para empresas comparables:

- Tomar en consideración los reportes anuales donde se mencionan a los principales competidores. Las empresas identifican a sus competidores en sus memorias anuales, dándonos buena idea de a quien mirar cuando debemos elegir comparables.
- A fin de determinar el nivel de integración en la cadena de valor, se deberá examinar la clasificación comercial de las industrias. El nivel de integración determina en buena manera si es que dos empresas son comparables.
- Recurrir a publicaciones de expertos, donde se definan los competidores de las diversas industrias.

En el siguiente cuadro se presenta los principales ratios de los competidores a nivel nacional:

Tabla 42. Ratios benchmark

INFORMACION 2018	ENGIE	ENEL	KALLPA
FINANCIEROS			
Ingresos 2018	\$ 1.760.672,42	\$ 1.575.666,00	\$ 1.818.801,66
EBITDA	\$ 870.397,32	\$ 808,20	\$ 959.663,12
Capitalización bursatil	\$ 6.427.637,84	\$ 3.027.502,00	\$ 4.719.328,38
Precio promedio negociado	\$ 5,82	\$ 1,94	\$ -
Liquidez	40%	50%	-
Deuda/Patrimonio	41,90%	4,8%	75,9%
ROE	10,10%	21,80%	32,40%
Margen Operativo	32,53%	40%	41,97%
Margen Neto	20,78%	42%	22,96%
Política de dividendos	30%	85%	-
MERCADO			
Participación de la generación nacional	10,50%	15%	15,10%
Cientes libres	52,80%	75,50%	46,19%
Cientes regulados	47,20%	24,50%	53,81%
Segmento de mercado			
OPERACIÓN			
Fundación	1996	1996	2005
Fuente hidráulica	11,50%	44,70%	34,30%
Fuente térmica	88,50%	55,30%	65,70%
Potencia efectiva MW	2496,5	1591,2	1618
Número de trabajadores	493	334	432

Fuente: Memorias anuales 2018. Elaboración propia (2019).

Debido a la situación de sobreoferta planteada en el Capítulo II, entendemos que el mercado peruano tiene particularidades distintas a las del resto de mercados a nivel sudamericano, por lo que hemos optado por elegir a las principales compañías del país, siguiendo el ejemplo de los especialistas a nivel local.

Anexo 13. Ratios operativos y estructurales

A continuación, se presentan tres tablas con los principales ratios de las empresas comparables:

Tabla 43. Análisis de ratios

Análisis de Ratios - Engie (miles de USD)					
Período	2014	2015	2016	2017	2018
Ventas Engie	\$ 618.881,00	\$ 713.722,00	\$ 747.652,00	\$ 577.018,00	\$ 520.909,00
Var % Ventas	1,47%	15,32%	4,75%	-22,82%	-9,72%
EBITDA	\$ 284.735,00	\$ 318.522,00	\$ 306.068,00	\$ 321.009,00	\$ 274.091,00
Margen EBITDA %	46%	45%	41%	56%	53%
EBIT	\$ 238.304,00	\$ 268.971,00	\$ 243.259,00	\$ 241.845,00	\$ 186.046,00
Margen EBIT %	38,51%	37,69%	32,54%	41,91%	35,72%
ROE	18,68%	20,84%	13,83%	12,47%	9,81%
Resultado Neto	\$ 137.568,00	\$ 181.456,00	\$ 131.504,00	\$ 129.376,00	\$ 108.257,00
Margen Neto %	22,23%	25,42%	17,59%	22,42%	20,78%
CxC Miles	\$ 75.971,00	\$ 87.865,00	\$ 123.453,00	\$ 98.096,00	\$ 84.315,00
CxP Miles	\$ 39.416,00	\$ 59.219,00	\$ 50.453,00	\$ 41.419,00	\$ 41.854,00
ROA	9,02%	9,90%	6,68%	6,53%	5,63%
Margen Bruto	\$ 265.069,00	\$ 296.432,00	\$ 281.905,00	\$ 237.749,00	\$ 192.825,00
Margen Bruto %	42,83%	41,53%	37,71%	41,20%	37,02%
Flujo de Efectivo de Inversión	-\$ 275.073	-\$ 343.942	-\$ 213.877	-\$ 81.964	-\$ 11.147
EBITDA / Gastos financieros	7,73	10,43	7,06	5,99	6,26
EBITDA / Servicio de deuda	1,48	1,30	1,07	1,70	2,22
Deuda financiera total	\$ 814.325	\$ 972.993	\$ 1.023.668	\$ 843.377	\$ 747.990
Total Activo	\$ 1.723.380	\$ 2.053.484	\$ 2.243.161	\$ 2.257.928	\$ 2.218.183
Patrimonio Total	\$ 736.358	\$ 870.820	\$ 950.568	\$ 1.037.390	\$ 1.103.927
Total Pasivo	\$ 987.022	\$ 1.182.664	\$ 1.292.593	\$ 1.220.538	\$ 1.114.256

Análisis de Ratios - Kallpa (miles de USD)					
Período	2014	2015	2016	2017	2018
Ventas Kallpa	\$ 436.673	\$ 447.679	\$ 486.815	\$ 460.904	\$ 538.107
Var % Ventas	11%	3%	9%	-5%	17%
EBITDA	\$ 150.645	\$ 152.496	\$ 169.243	\$ 269.176	\$ 283.924
Margen EBITDA %	34%	34%	35%	58%	53%
EBIT	\$ 105.015	\$ 102.090	\$ 107.133	\$ 169.490	\$ 225.852
Margen EBIT %	24%	23%	22%	37%	42%
ROE	31%	24%	7%	21%	37%
Resultado Neto	\$ 53.089	\$ 45.138	\$ 32.463	\$ 90.122	\$ 123.542
Margen Neto %	12%	10%	7%	20%	23%
CxC Miles S/	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
CxP Miles S/	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
ROA	7%	6%	2%	5%	7%
Margen Bruto	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Margen Bruto %	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Flujo de Efectivo de Inversión	-\$ 19.055	-\$ 8.519	-\$ 92.854	-\$ 41.119	-\$ 12.678
EBITDA / Gastos financieros	4,4	5,0	3,1	2,8	5,5
EBITDA / Servicio de deuda	1,3	1,2	1,8	2,7	4,9
Deuda financiera total	\$ 453.313	\$ 415.965	\$ 1.006.879	\$ 1.049.002	\$ 1.059.271
Total Activo	\$ 729.881	\$ 732.331	\$ 1.714.127	\$ 1.678.624	\$ 1.660.895
Patrimonio Total	\$ 171.219	\$ 186.304	\$ 444.161	\$ 425.657	\$ 336.980
Total Pasivo	\$ 558.662	\$ 546.027	\$ 1.269.966	\$ 1.252.967	\$ 1.323.915

Análisis de Ratios - Enel Generacion (miles de USD)					
Periodo	2014	2015	2016	2017	2018
Ventas Enel	\$ 594.404	\$ 539.607	\$ 585.384	\$ 460.152	\$ 466.173
Var % Ventas	-6%	7%	7%	-24%	5%
EBITDA	\$ 300.010	\$ 257.808	\$ 210.204	\$ 219.836	\$ 239.107
Margen EBITDA %	50%	48%	36%	48%	51%
EBIT	\$ 227.154	\$ 192.049	\$ 149.317	\$ 157.031	\$ 184.740
Margen EBIT %	38%	36%	26%	34%	40%
ROE	21%	18%	9%	15%	22%
Resultado Neto	\$ 192.871	\$ 137.475	\$ 74.725	\$ 137.610	\$ 195.981
Margen Neto %	32%	25%	13%	30%	42%
CxC Miles S/	\$ 61.273	\$ 85.450	\$ 52.427	\$ 63.686	\$ 58.755
CxP Miles S/	\$ 73.044	\$ 53.716	\$ 59.336	\$ 62.221	\$ 61.925
ROA	12%	11%	6%	10%	15%
Margen Bruto	\$ 239.803	\$ 219.309	\$ 169.867	\$ 174.954	\$ 258.810
Margen Bruto %	40%	41%	29%	38%	56%
Flujo de Efectivo de Inversión	-\$ 33.472	-\$ 18.311	-\$ 35.148	-\$ 42.241	-\$ 55.224
EBITDA / Gastos financieros	23,80	24,00	27,40	24,80	87,30
EBITDA / Servicio de deuda	5,80	3,00	3,60	7,30	12,20
Deuda financiera total	\$ 279.125	\$ 183.318	\$ 131.271	\$ 65.226	\$ 44.314
Total Activo	\$ 1.571.074	\$ 1.294.528	\$ 1.351.058	\$ 1.387.452	\$ 1.328.455
Patrimonio Total	\$ 913.488	\$ 764.760	\$ 806.564	\$ 934.616	\$ 895.711
Total Pasivo	\$ 657.585	\$ 529.768	\$ 544.494	\$ 452.836	\$ 432.744

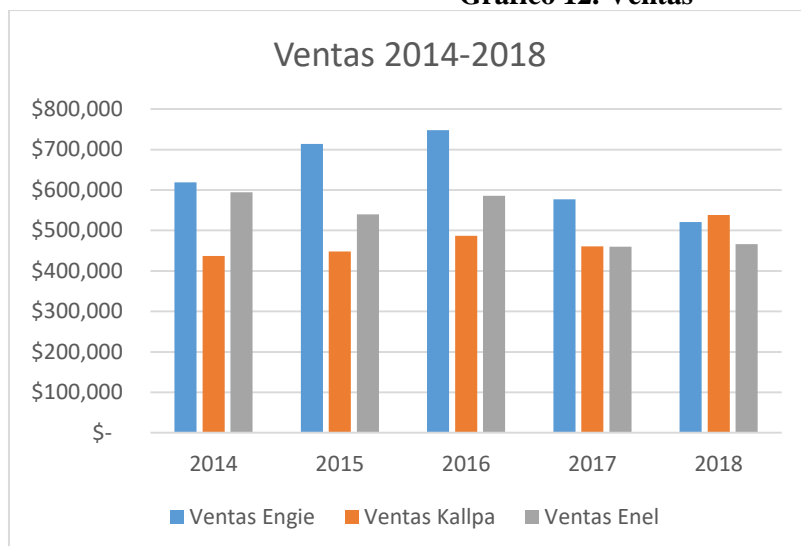
Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

En los siguientes gráficos mostramos algunos de los principales ratios, para mayor entendimiento del sector y las empresas bajo revisión:

1. Ventas

Se puede apreciar que las ventas de Engie Energia Perú vienen reduciéndose desde el periodo 2017, situación que también está experimentando Enel y Subsidiarias. Kallpa por su lado experimenta recuperación en el 2018.

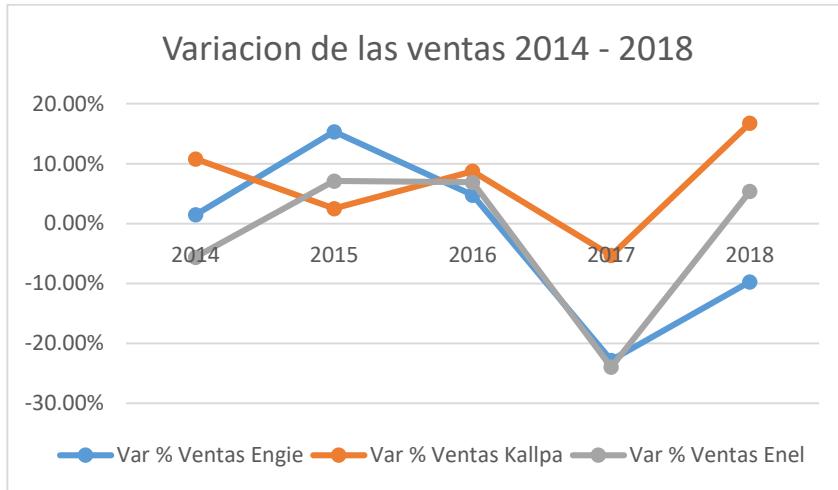
Gráfico 12. Ventas



Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

En el 2017, las tres empresas, que representan más de del 40% del mercado, experimentan reducción en sus ventas, como se puede apreciar en el grafico líneas abajo. Esta situación se debe a que el mercado empieza a tornarse más competitivo, habiendo migración de clientes libres de una a otra generado/distribuidora.

Gráfico 13. Variación de las ventas

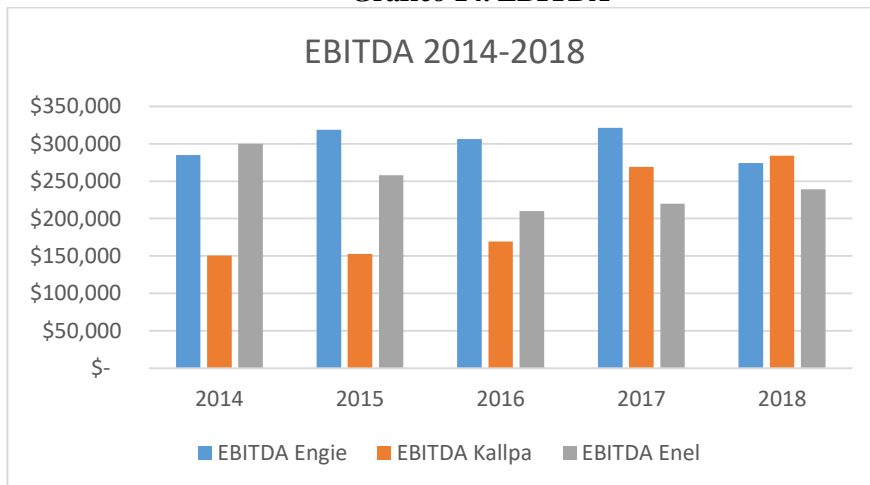


Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

2. EBITDA

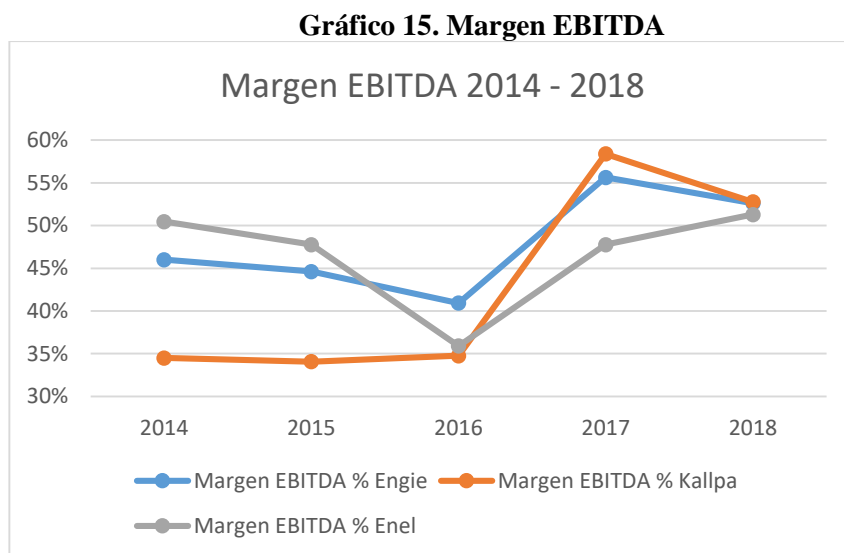
La generación de EBITDA, en el caso de Engie, presenta un comportamiento más horizontal, habiendo una reducción en el 2018 por efecto de menor nivel de ventas. En Kallpa se ve que hay incrementos considerables desde el 2017, por mayor nivel de ventas a clientes libres.

Gráfico 14. EBITDA



Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

En cuestión a margen EBITDA, se tiene el mismo comportamiento que en el gráfico anterior. En el caso de Engie se debe a mayor nivel de depreciación del periodo por inversiones que se realizan en periodos anteriores.



Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

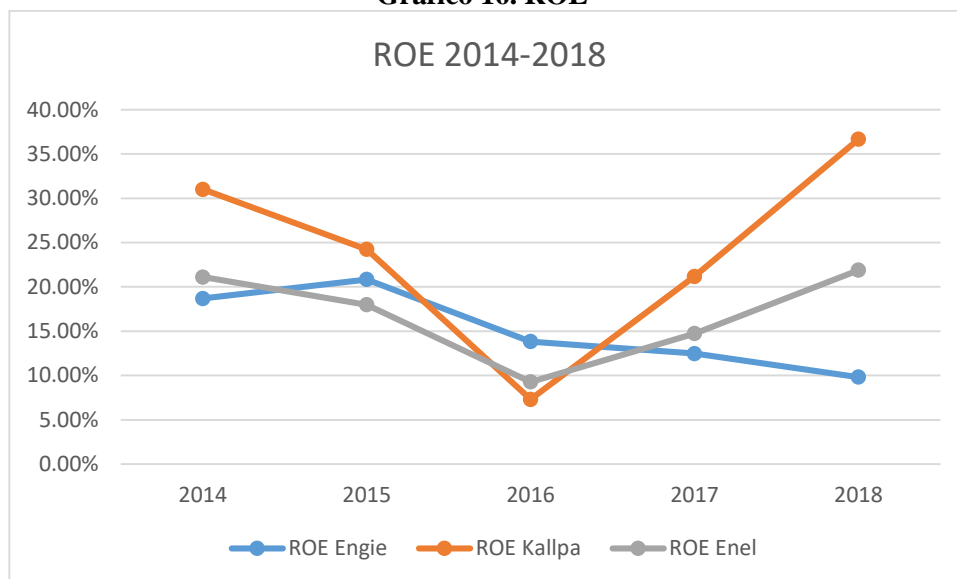
3. ROE

En el caso de Engie se ve contracción en los últimos periodos por mayor nivel de inversión en patrimonio y resultados con poco nivel de evolución positiva o hasta reducción, como es el caso del periodo 2018.

En el caso de Kallpa se ve mejores resultados en los periodos 2016/2017 por mayor nivel de ROE ante mejores resultados netos y patrimonio total que se mantiene estable desde el 2017 al no haber mayor nivel de inversiones.

Al igual que en el EBITDA, esto se debe a que Kallpa logra contratar con mayor número de clientes libres.

Gráfico 16. ROE



Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

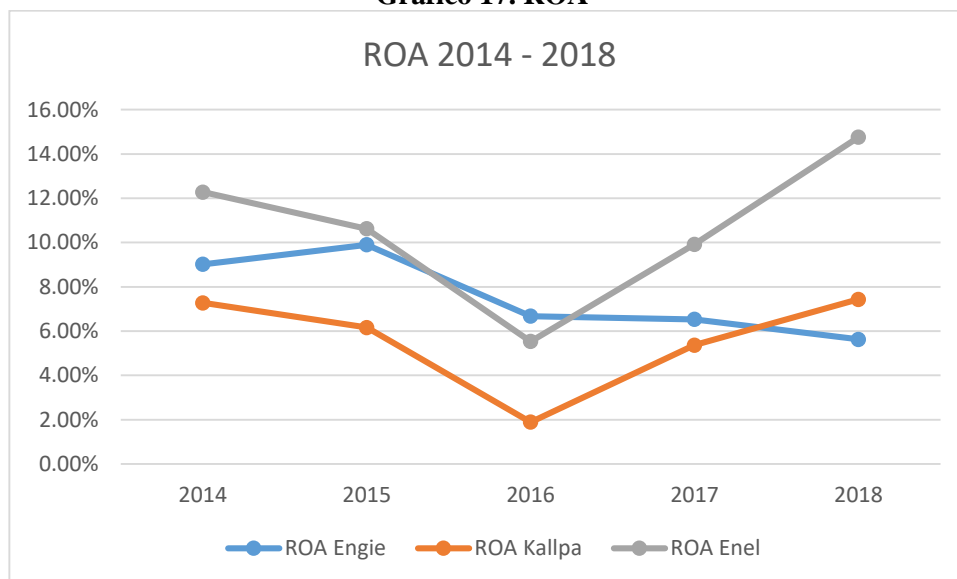
4. ROA

Al igual que en el caso del ROE, Engie maneja utilidades netas de los últimos periodos a la baja y un mayor nivel de inversiones en activo fijo, lo que hace que este ratio se complique cada vez más.

En el caso de Enel, no se tiene mayor nivel de inversión en activo fijo y si se mejora el resultado neto, lo que hace que este ratio mejore.

Para el caso de Kallpa, se tiene un nivel de inversión en activo fijo en los últimos periodos, ante un mejor nivel de utilidad neta, haciendo que el ratio mejore en los periodos 2017 y 2018.

Gráfico 17. ROA

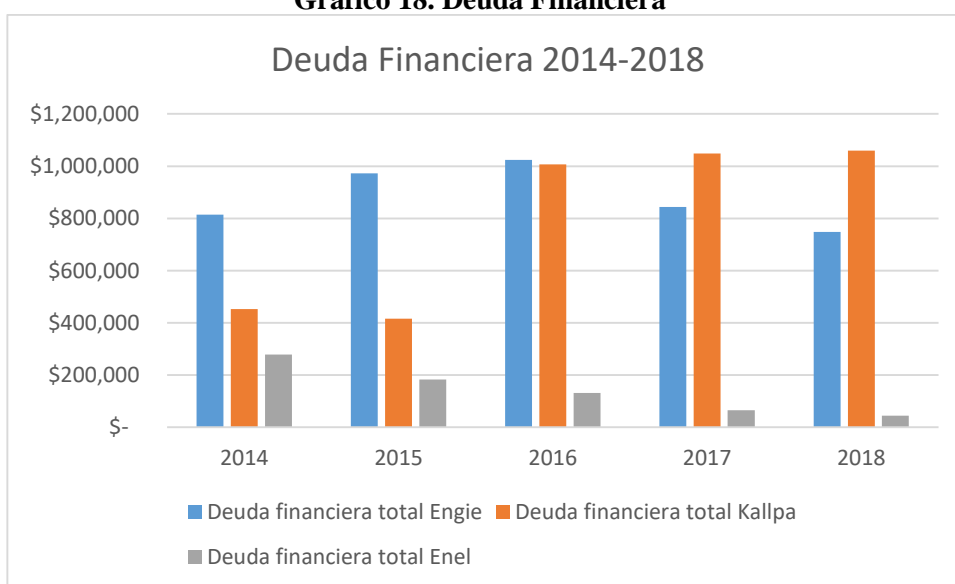


Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

5. Deuda Financiera

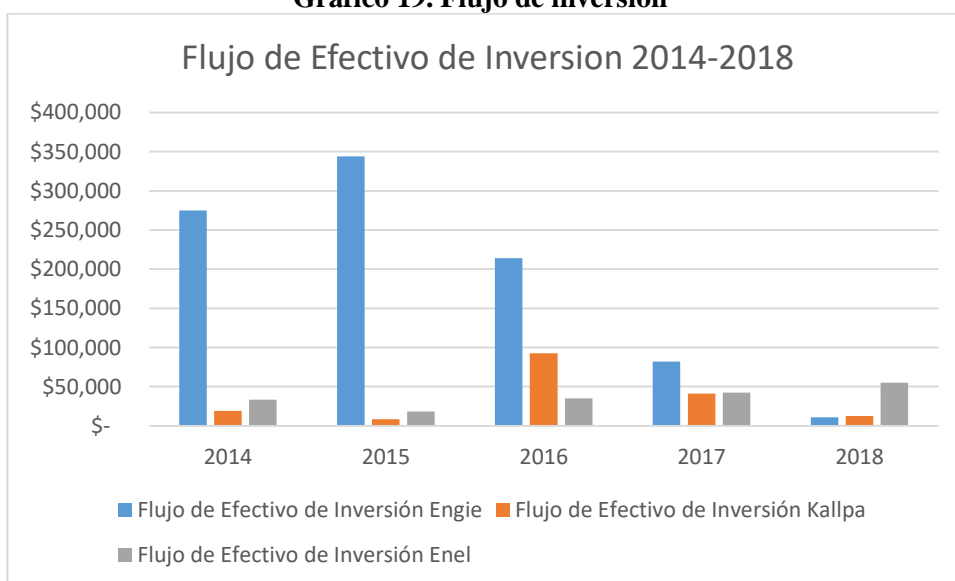
Tanto Engie Energia Peru como Kallpa tienen niveles similares de deuda en el periodo 2016; sin embargo, en los dos últimos periodos, Engie ha venido amortizando deuda como parte de la estrategia declarada en la memoria anual. Enel no ha presentado mayor nivel de inversión desde el periodo 2014.

Gráfico 18. Deuda Financiera



Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

Gráfico 19. Flujo de inversión

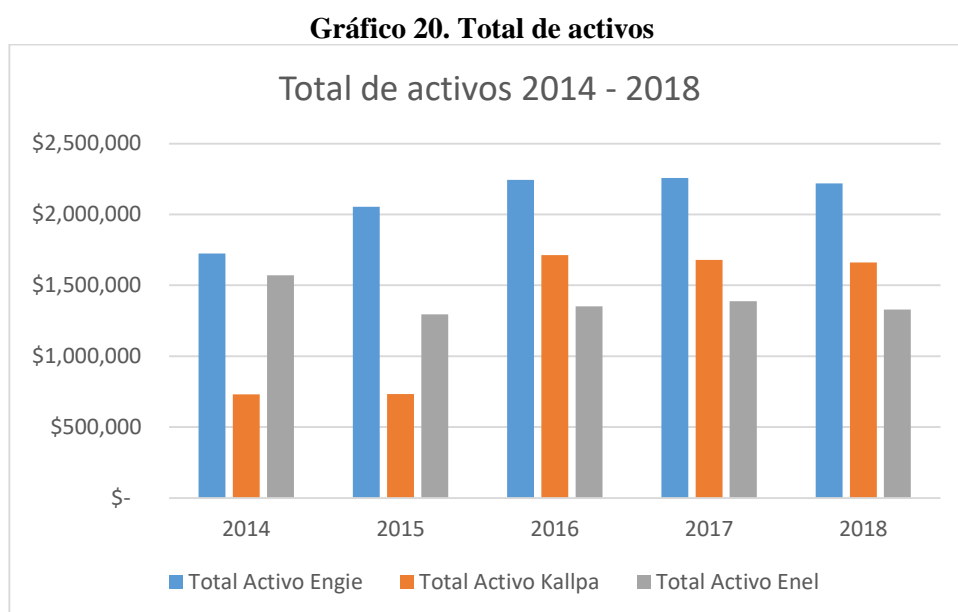


Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

En cuestión de flujo de inversión, se puede ver que Engie tiene mayor importe en los periodos 2014 al 2016. Esto le ha permitido a la compañía consolidarse como la primera en capacidad instalada.

6. Activo fijo

Engie Energia Peru presenta mayor nivel de activo fijo, por efecto de su política de inversión agresiva. Esto afecta el ROA, como se indica en líneas arriba.

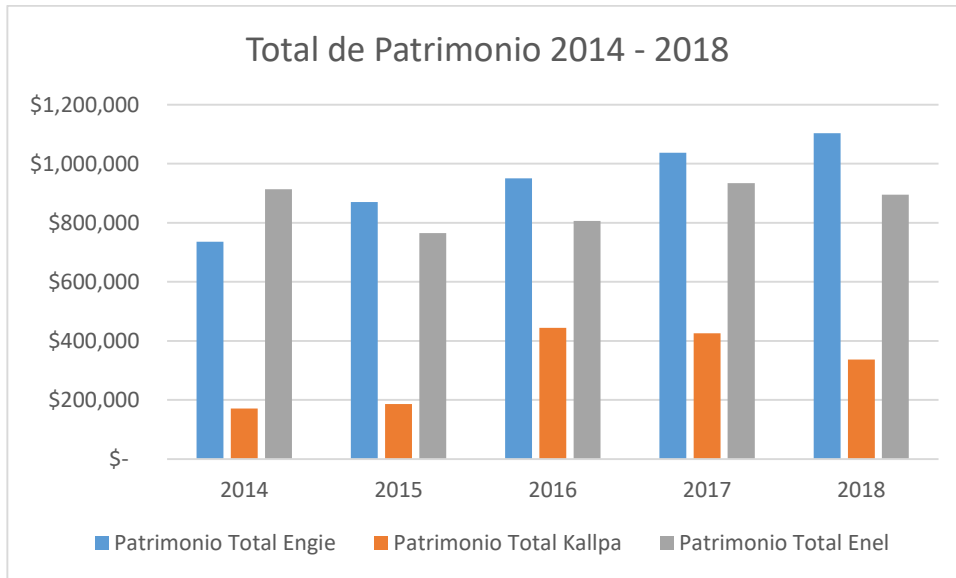


Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

7. Patrimonio

Engie Energia Perú viene incrementando su nivel de patrimonio por la menor política de reparto de dividendos que maneje con respecto a Enel. Esto afecta el ROE de la compañía, como se explicó líneas arriba.

Gráfico 21. Patrimonio



Fuente: Memorias anuales 2014-2018. Elaboración propia (2019).

Anexo 14. Supuestos de la proyección

Tabla 44. Supuestos

VENTAS
Las ventas potencia y energía se proyectaron según se describe en Anexo 15
Las ventas de peaje se mantienen a niveles del 2018, ya que corresponden a ingresos por peajes secundarios y no representan mayor impacto con respecto al total de ventas.
Los ingresos por Compensaciones D.U. 049 ya no se consideran debido a que dicho decreto fue derogado y no se espera que la empresa tenga ingresos similares.
Los otros ingresos se proyectan en función a una proporción histórica promedio sobre las ventas de energía del 2011 al 2018 equivalente a 2%.
COSTO DE VENTAS
La porción variable del costos de ventas variable se proyecta considerando una proporción de 48% sobre las ventas, en concordancia con el promedio por el periodo 2016-2018. Los costos fijos corresponden a proyecciones de depreciación, amortización y derechos de usufructo.
GASTO ADMINISTRATIVO
Para las cargas de personal se considera un crecimiento promedio anual de 6%, correspondiente al CAGR del 2011 al 2018. Para las otras cuentas se considera la proporción equivalente al año 2018 ya que no implican mayor impacto sobre las ventas.
OTROS INGRESOS Y GASTOS
Para otros ingresos operativos se considera una proporción de 0.2% sobre las ventas correspondiente al promedio de los 2 últimos años. Para otros gastos operativos se considera una proporción sobre las ventas equivalente al promedio de los últimos 5 años de 0.19%
IMPUESTO A LA RENTA EFECTIVO
Se considera el promedio de la tasa efectiva de los últimos 3 años, equivalente a 33.75%.
CAPEX
La proyección del CAPEX se realizó considerando las inversiones históricas del periodo 2011-2018.
DEPRECIACIÓN
La depreciación fue estimada considerando la vida útil reconocida por tipo de activo.
INGRESOS FINANCIEROS
Se considera el promedio sobre las ventas de los últimos 5 años.
GASTOS FINANCIEROS
Los gastos financieros se consolidan según proyección de intereses generados por cada tipo de deuda registrada por la compañía.
GANANCIA(PÉRDIDA) NETA POR DIF. DE CAMBIO
Se considera una proporción histórica sobre las ventas por el periodo 2014 al 2018 equivalente a 0.28%.
CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES
Se considera el periodo medio de cobro de los últimos 3 años, equivalente a 60 días.
INVENTARIOS
Se considera el periodo medio de rotación de inventarios de los últimos 5 años, equivalente a 175 días.
CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES
Se considera el periodo medio de pago de los últimos 3 años, equivalente a 62 días.
OBLIGACIONES FINANCIERAS DE CORTA Y LARGO PLAZO
Se consolidan los saldos según cronogramas proyectados por tipo de deuda.

Anexo 15. Proyección de ventas

Proyección de Volumen para el SEIN

Se realizaron regresiones de la producción total del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con las variables PBI nacional, PBI del sector minería e hidrocarburos, PBI del sector manufactura, tipo de cambio, márgenes de reserva y máximas demandas del sistema por un periodo de nueve años comprendidos desde el 2010 al 2018. Se utilizaron datos trimestrales y series de las variables mencionadas en t, t-1 y t-2 a fin de determinar el mejor modelo para predecir la producción nacional durante los próximos cinco años. Como resultado, elegimos el siguiente modelo para predecir la producción total del Sistema, el cual tiene un R cuadrado de 0,99125.

Tabla 45. Modelo de Regresión para proyección de demanda SEIN

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,995617413
R Square	0,991254034
Adjusted R Square	0,987974296
Standard Error	159,5317182
Observations	34

		<i>Coefficients</i>
Alfa	Intercept	-1050,69042
PBI (2007)	X Variable 1	-0,006592098
PBI (2007) ¹	X Variable 2	0,05524307
PBI (2007) ²	X Variable 3	0,065684715
PBI - Minería e Hidrocarburos (2007)	X Variable 4	0,310029687
PBI - Minería e Hidrocarburos (2007) ¹	X Variable 5	-0,1467291
PBI - Minería e Hidrocarburos (2007) ²	X Variable 6	-0,084221509
PBI - Manufactura (2007)	X Variable 7	0,007511906
PBI - Manufactura (2007) ¹	X Variable 8	-0,036904083
PBI - Manufactura (2007) ²	X Variable 9	-0,138244266

Fuente y elaboración propia.

Proyección de precios

Para la proyección de precios, se utilizaron precios promedios históricos en S/.MWh¹⁷ publicados por Osinergmin, la proporción de producción histórica para clientes regulados y libres publicados por Engie, ingresos en USD de energía y potencia extraídos de las memoriales anuales de Engie y tipos de cambio históricos PEN/USD para identificar a través de factores los precios históricos

¹⁷ Los precios publicados por Osinergmin son los siguientes, todos de frecuencia mensual: (i) S/MWh promedio cliente libre de Engie Energía Perú S.A, (ii) S/.MWh promedio de clientes libres en el SEIN y (iii) S/MWh promedio de clientes regulados del SEIN.

promedio trimestrales de energía y potencia, tanto para clientes libres y regulados. Como resultado, se obtuvieron factores trimestrales de los cuales se decidió utilizar un promedio desde el 2016 al 2018, ya que consideramos que este periodo es representativo para el periodo de proyección. Los factores son los siguientes: (i) Factor Precio regulado EEP¹⁸/ precio regulado de mercado de 1,42 veces y (ii) Factor precio libre EEP/ precio regulado de mercado de 0,70 veces.

Con respecto a la proyección, se realizó una regresión para estimar a través de las variables producción del SEIN en GW y los márgenes de reserva del mercado un precio promedio de mercado en S/MWh.

A continuación, se muestra el resultado del modelo, con un R cuadrado de 0,95264:

Tabla 46. Modelo de regresión para proyección de precio promedio del SEIN para clientes regulados en S/. MWh

<i>Regression Statistics</i>		
Multiple R		0,97603
R Square		0,95264
Adjusted R Square		0,94913
Standard Error		0,67641
Observations		30
<i>Coefficients</i>		
Alfa	Intercept	-8,2356
Producción SEIN	X Variable 1	0,0022
Margen Reserva Mercado	X Variable 2	0,5934

Fuente y elaboración propia.

Con respecto a la variable Producción SEIN, esta fue estimada en nuestro modelo de regresión de volumen, mencionado anteriormente. Los datos de márgenes de reserva de mercado son estimaciones publicadas por Engie a través de presentaciones corporativas¹⁹.

Finalmente, se estimaron los precios promedio regulados en S/MWh y, a través de los factores Precio Regulado EEP/ precio regulado y Factor precio libre EEP/ precio regulado de mercado, se estimaron los precios en S/MWh, tanto para clientes libres como regulados. Estos precios, fueron convertidos a USD con el tipo de cambio S/.3,35, según referencias más recientes publicadas por el BCR.

¹⁸Simplificación de Engie Energía Perú.

¹⁹ Presentación corporativa para inversionistas, publicada en su web institucional.

Tabla 47. Variables Macroeconómicas utilizadas en proyección

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Perpetuidad
PBI%	6,5%	6,0%	5,8%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	3,0%	4,0%	4,2%	4,5%	5,0%	3,9%
PBI % Minería e Hidrocarburos	0,6%	2,8%	4,9%	-0,9%	9,5%	16,3%	3,4%	-1,5%	0,9%	2,7%	3,4%	3,4%	7,5%	4,3%
PBI % Manufactura	8,6%	1,5%	5,0%	-3,6%	-1,5%	-1,4%	-0,2%	6,2%	-0,9%	3,4%	3,7%	4,0%	4,2%	1,2%
Inflación	3,37%	3,66%	2,81%	3,25%	3,55%	3,59%	2,80%	1,32%	2,30%	2,30%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Tipo de Cambio S/- US\$	2,75	2,64	2,70	2,84	3,18	3,38	3,26	3,29	3,35	3,28	3,35	3,35	3,35	3,35

Fuente: Marco Macroeconómico Multianual 2019-2023, BCRP, Bloomberg 2019. Elaboración: Propia (2019).

Anexo 16. Proyección de estados financieros

Tabla 48. Proyección de estados financieros

Estado de Resultados - ENGIE Perú													
En Miles de US\$.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ventas Netas	416,709	496,128	609,917	618,881	713,722	747,652	577,018	520,909	541,128	605,986	652,595	718,681	794,795
- Coste de Ventas	-266,222	-320,371	-365,693	-353,812	-417,290	-465,747	-339,269	-328,084	-350,545	-382,033	-404,655	-433,570	-473,929
Resultado bruto	150,487	175,757	244,224	265,069	296,432	281,905	237,749	192,825	190,583	223,954	247,940	285,111	320,866
- Gastos administrativos	-18,407	-21,165	-26,092	-24,636	-23,079	-20,991	-24,406	-23,356	-25,315	-27,162	-28,802	-30,726	-32,964
+ Otros ingresos operativos	1,830	1,344	8,394	2,244	541	4,972	30,073	22,972	957	1,072	1,155	1,272	1,406
+ Otros gastos operativos	-282	-3,568	-583	-4,373	-4,923	-22,627	-1,571	-6,395	-5,946	-6,659	-7,171	-8,194	-8,733
Resultado operativo	133,628	152,368	225,943	238,304	268,971	243,259	241,845	186,046	160,279	191,205	213,122	222,462	280,574
+ Ingresos financieros	3,912	2,042	1,012	394	287	575	1,978	5,725	1,756	1,967	2,118	2,332	2,579
- Costos financieros	-15,672	-14,824	-38,317	-36,853	-30,539	-43,337	-53,610	-43,782	-36,917	-32,142	-27,022	-24,499	-21,248
- Ganancia (pérdida) neta por dif. de cambio	0	4,904	-4,447	-4,230	-6,469	2,329	1,880	-2,450	-1,522	-1,705	-1,836	-2,022	-2,236
+ Ganancia Neta por Instrumentos Financieros Derivados	1,928	2,349	1,611	1,150	420	7,799	6,018	6,936	3,964	4,439	4,780	5,264	5,821
Resultado antes de impuestos	123,796	146,839	185,802	198,765	232,670	210,625	198,111	152,475	127,560	163,764	191,162	203,537	265,492
- Impuesto a las ganancias	-38,159	-46,208	-58,379	-61,197	-51,214	-79,121	-68,735	-44,218	-43,056	-55,276	-64,524	-68,701	-89,613
Resultado Neto	85,637	100,631	127,423	137,568	181,456	131,504	129,376	108,257	84,504	108,488	126,638	134,836	175,879

Balance General - ENGIE Perú													
En Miles de US\$.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Activos													
+ Efectivo y equivalentes	21,646	96,926	25,485	28,530	52,181	28,259	37,180	74,617	126,690	152,055	135,022	132,528	73,872
+ Cuentas por cobrar comerciales (neto)	42,962	55,976	86,655	75,971	87,865	123,453	98,096	84,315	89,645	100,499	107,323	118,813	131,305
+ Otras cuentas por cobrar	2,391	3,570	19,672	2,541	12,061	2,481	11,046	8,803	17,379	24,634	24,842	26,551	30,642
+ Cuentas por cobrar a relacionadas	38	45	42	535	165	108	1,544	250	0	0	0	0	0
+ Pagos a cuenta de impuesto a las ganancias	0	274	3,379	0	3,957	27,481	37,740	35,032	35,892	40,474	43,436	47,918	52,947
+ Inventarios	46,044	35,831	78,798	82,770	56,152	83,253	83,666	84,300	72,808	81,535	87,806	96,698	106,939
+ Otros activos corrientes (gastos pagados por adelantado)	7,265	6,425	7,179	7,141	8,139	9,113	8,222	8,243	8,934	9,586	10,165	10,844	11,634
Activo corriente	120,346	199,047	221,210	197,488	220,520	274,148	277,494	295,560	351,348	408,782	408,594	433,352	407,339
+ Otros activos no corrientes (gastos pagados por adelantado)	21,425	24,609	27,225	30,475	33,849	38,571	47,032	60,144	65,188	69,945	74,168	79,123	84,886
+ Anticipos otorgados	12,737	24,282	22,399	19,965	29,272	9,531	9,691	15,666	17,464	19,557	21,061	23,194	25,651
+ Instrumentos Financieros Derivados	6,631	19,011	5,486	0	4,261	6,362	19,781	12,398	12,398	12,398	12,398	12,398	12,398
+ Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	622,066	1,015,148	1,161,747	1,380,136	1,673,005	1,830,531	1,822,508	1,755,473	1,675,109	1,594,456	1,581,856	1,606,442	1,524,071
+ Activos Intangibles (Neto)	0	148	147	512	394	431	363	341	319	297	275	253	231
+ Otros activos a largo plazo	61,964	62,885	79,430	94,804	92,183	83,587	81,059	78,601	76,129	73,657	71,185	68,713	66,241
Activo no corriente	724,823	1,146,083	1,296,934	1,525,892	1,832,964	1,969,013	1,980,434	1,922,623	1,846,607	1,770,310	1,760,944	1,790,124	1,713,478
Activo total	845,169	1,345,130	1,518,144	1,723,380	2,053,484	2,243,161	2,257,928	2,218,183	2,197,954	2,179,092	2,169,538	2,223,475	2,120,817
Pasivo y patrimonio													
+ Cuentas por pagar comerciales	32,097	32,449	42,129	39,416	59,219	50,453	41,419	41,854	40,333	45,168	48,642	53,568	59,241
+ Otras Cuentas por pagar	11,528	16,457	8,353	12,117	21,031	17,215	28,810	10,963	12,221	13,686	14,739	16,231	17,950
+ Cuentas por pagar a relacionadas	0	0	0	0	0	139	44,693	3,946	0	0	0	0	0
+ Obligaciones Financieras de corto plazo	43,705	73,875	199,900	192,200	244,270	285,463	189,019	123,458	94,330	73,070	16,424	147,958	23,566
+ Pasivo por impuesto a las ganancias	8,558	0	0	6,925	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Pasivo por beneficios a los empleados	7,849	10,608	11,793	11,438	12,939	13,227	12,238	12,963	13,703	14,485	15,311	16,185	17,108
Pasivo corriente	103,737	133,389	262,175	262,096	337,459	366,497	316,179	193,184	160,587	146,408	95,116	233,942	117,865
+ Provisiones	589	2,284	2,078	1,952	1,705	5,952	3,580	9,365	10,696	11,648	12,414	13,434	14,740
+ Obligaciones Financieras	355,400	590,374	526,278	615,536	709,632	723,983	648,046	607,140	514,243	446,334	424,749	276,791	253,225
+ Instrumentos financieros derivados	1,588	898	7,066	6,589	19,091	14,222	6,312	17,392	17,392	17,392	17,392	17,392	17,392
+ Impuesto a las ganancias diferido	60,819	68,050	81,794	100,849	114,777	181,939	246,421	287,175	339,271	334,766	334,004	328,635	311,550
Pasivo no corriente	418,396	661,606	617,216	724,926	845,205	926,096	904,359	921,072	881,502	810,140	788,559	636,252	596,907
Pasivos totales	522,133	794,995	879,391	987,022	1,182,664	1,292,593	1,220,538	1,114,256	1,042,089	956,548	883,675	870,194	714,772
Patrimonio													
+ Capital social emitido	105,001	255,001	255,001	255,001	255,001	255,001	255,001	255,001	255,001	255,001	255,001	255,001	255,001
+ Reserva legal	13,816	13,816	15,634	29,391	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816	43,816
+(-) Otras reservas de patrimonio	-3,064	1,281	-4,730	-2,993	-332	3,439	12,595	4,917	4,917	4,917	4,917	4,917	4,917
+ Resultados acumulados	207,283	280,037	372,848	454,959	572,335	648,312	725,978	800,193	852,131	918,810	982,129	1,049,547	1,102,311
Patrimonio total	323,036	550,135	638,753	736,358	870,820	950,568	1,037,390	1,103,927	1,155,865	1,222,544	1,285,863	1,353,281	1,406,045
Pasivo y patrimonio	845,169	1,345,130	1,518,144	1,723,380	2,053,484	2,243,161	2,257,928	2,218,183	2,197,954	2,179,092	2,169,538	2,223,475	2,120,817

Flujo de Efectivo - ENGIE Perú												
En Miles de US\$.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		
Efectivo de actividades operacionales												
+ Utilidad neta	137,568	181,456	131,504	129,376	108,257	84,504	108,488	126,638	134,836	175,879		
+ Depreciación + amortización	46,431	49,551	62,809	79,164	88,045	88,387	88,737	88,984	86,122	89,995		
+ Deterioro												
+ Cambios en capital no en efectivo	34,388	23,912	-89,705	51,701	-38,063	-7,183	-24,988	-11,492	-19,959	-24,328		
+ Cambios en otros activos y pasivos a largo plazo	18,136	13,502	81,559	45,579	38,532	46,485	-10,302	-5,725	-11,436	-23,999		
Efectivo de operaciones	236,523	268,421	186,167	305,820	196,771	212,192	161,935	198,405	189,563	217,548		
Flujos de caja de inversión												
+ Despojo de activos fijos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
- Gastos de capital (capex material e inmaterial)	-280,559	-339,681	-211,776	-68,545	-18,530	-5,529	-5,591	-73,890	-108,214	-5,130		
- Incremento de las inversiones (otras)	5,486	-4,261	-2,101	-13,419	7,383	0	0	0	0	0		
+ Disminución de las inversiones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
+ Otras actividades de inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Flujos de caja de inversión	-275,073	-343,942	-213,877	-81,964	-11,147	-5,529	-5,591	-73,890	-108,214	-5,130		
Efectivo de actividades de financiación												
- Dividendos pagados	-39,963	-46,994	-51,756	-42,554	-41,720	-32,566	-41,809	-63,319	-67,418	-123,115		
+ Aumento en préstamos a corto plazo	-7,700	52,070	41,193	0	0	0	0	0	131,534	0		
- Disminución en préstamos a corto plazo	0	0	0	-96,444	-65,561	-29,128	-21					

Anexo 17. Marco teórico modelo CAPM

A fin de poder actualizar a valor presente los flujos de caja libre de los periodos de la proyección, hacemos uso de una tasa de interés, cuya construcción será definida en el presente anexo.

1. **Capital Asset Prices: A theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk (Sharpe, 1964)**
William Sharpe presenta en su libro una teoría para determinar el costo del dinero a través de la visión del inversionista, tomando como marco la teoría de portafolio de Markowitz (1959). El modelo presentado por Sharpe parte del comportamiento del inversionista ante decisiones de riesgos, enmarcadas en el mercado de capitales, derivando la línea del mercado capitales. Se plantea la relación entre los precios de los activos de capital y componentes de riesgo propios del mercado.

La hipótesis de Sharpe plantea dos supuestos primordiales:

- Todos los inversionistas tienen el mismo horizonte de inversión.
- La tasa de interés pura común. Todos los inversionistas son capaces de pedir prestados fondos en igualdad de condiciones.

En el 2003, Craig W. French hace precisiones al modelo, a fin de delimitar más aun la construcción del mismo:

- No hay costo de transacción
- No hay tasa de impuesto
- Los inversionistas son tomadores de precios, todos enfrentan el mismo precio.
- Se puede mantener fracciones de acciones
- La cantidad de cada título es constante

2. **Security prices, risk and maximal gains from diversification (John V. Lintner, 1965)**

Lintner tiene una perspectiva de riesgo que incluía riesgo del negocio, riesgo financiero y riesgo de mercado, teniendo como marco que la varianza y covarianza de los activos financieros influía en el riesgo y precio de los mismos. Estos descubrimientos se respaldan en la teoría de portafolios de Markowitz (1959).

Para la construcción de su modelo

- Cada inversionista individual puede invertir una parte de su capital en ciertos activos libres de riesgo, así como puede invertir cualquier fracción de su capital en cualquiera activo de riesgo, que se negocian en un único mercado puramente competitivo, libre de costos de transacción e impuestos, a precios de mercado determinados, que, por consiguiente, no dependen de sus inversiones o transacciones.
- Cualquier inversionista puede, si lo desea, pedir fondos prestados para invertir en activos de riesgo.

- La tasa de interés pagada por dichos préstamos es la misma que habría recibido si hubiera invertido en cuentas de ahorro sin riesgo, y que no hay límite en la cantidad que puede pedir prestado a esta tasa.
- Realiza todas las compras y ventas de valores y todos los depósitos y préstamos en puntos discretos en el tiempo.

A diferencia de Sharpe, se hace un mayor nivel de precisión en las cuestiones de tiempo y tasa de interés para los préstamos a los inversionistas. Adicionalmente, se incluye el concepto de varianza, comentado líneas arriba:

- En caso dos portafolios de activos tengan el mismo rendimiento esperado, el inversionista preferirá el que tenga la varianza más pequeña de rentabilidad, y si alguna los dos portafolios de activos tienen la misma varianza de rentabilidad, preferirá la que tenga el mayor valor esperado.

3. Capital Asset Market (Jan Mossin, 1966)

Mossin incluye una compensación por unidad de riesgo, a la que denomina "lambda".

$$\lambda = \frac{R_M - R_F}{\text{Var}(R_M)}$$

Siendo su principal aporte el siguiente: «...el precio de la reducción del riesgo no solo está relacionado con la tasa de sustitución entre el rendimiento esperado y el riesgo, sino que, de hecho, debe identificarse directamente con él. Es decir, el único significado razonable que podemos atribuir al "precio de reducción de riesgo" es la cantidad de rendimiento esperado que debe sacrificarse para reducir el riesgo. Entonces podríamos sospechar que los mecanismos de equilibrio del mercado son tales que todos estos márgenes de riesgo se "promedian" de alguna manera en un precio de mercado global de reducción de riesgo. Y ciertamente sería razonable conjeturar que cuanto mayor sea el valor de un activo en el mercado, mayor será el peso que ese activo tendrá en el total».

4. The Treynor Capital Asset Pricing Model (Craig W. French, 2003)

French plantea como autor inicial del modelo CAPM a Jack L. Treynor por sus publicaciones Market Value, Time, and Risk (1961) y Toward a Theory of Market Value of Risky Asset (1962).

Adicionalmente, plantea diferencias y similitudes en los modelos:

Tabla 49. Modelos

Assumption	Treynor	Sharpe	Lintner	Mossin
	1962	1964	1965	1966
No taxes	Explicit	Implicit	Explicit	Implicit
No frictions (transactions costs)	Explicit	Implicit	Explicit	Implicit
Agents are price takers who all face identical prices	Explicit	Implicit	Explicit	Implicit
Agents maximize expected utility of future wealth	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
Utility represented as a function of return and risk	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
All agents agree that variance (or standard deviation) is the measure of security risk	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
Agents prefer more return to less and display risk aversion	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
A riskless asset (paying an exogenously determined positive rate of interest) exists, and all investors agree that it is riskless	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
All agents share the same subjective probability distribution of expected future prices	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
Fractional shares may be held	Implicit	Implicit	Explicit	Explicit
Short sales are allowed	Explicit allowed	Explicitly disallowed	Explicit allowed	Explicit allowed
Leverage is allowed	Explicit allowed	Explicitly disallowed	Explicit allowed	Implicitly allowed
The number of shares of each security is constant	Implicit	Implicit	Implicit	Implicit
Agents share the same single period time horizon	Explicit	Explicit	Implicit	Implicit

Model type	Single-period/multi-period	Discrete time/continuous time	Market/consumption oriented	Mean-variance objective function
Treynor (1962)	Single	Discrete	Market	Yes
Sharpe (1964)	Single	Discrete	Market	Yes
Lintner (1965)	Single	Discrete	Market	Yes
Mossin (1966)	Single	Discrete	Market	Yes

Requirements	Requires market clearing	Requires nonsingular covariance matrix	Allows short sales	Allows leverage
Treynor (1962)	Implicit	Implicit	Yes	Yes
Sharpe (1964)	No	No	No	No
Lintner (1965)	Implicit	Yes	Yes	Yes
Mossin (1966)	Explicit	Yes	Yes	Not addressed

Conclusions	Market itself efficient	In equilibrium, the same combination of risky assets will be optimal for every investor	Amount invested in each risky asset will equal the ratio of market value of the asset to the total market value of all assets	Amount invested in each risky asset will be a positive amount
Treynor (1962)	Yes	Yes	Yes	Yes
Sharpe (1964)	No	No	No	Yes
Lintner (1965)	Yes	Yes	Yes	Yes
Mossin (1966)	Yes	Yes	Yes	Yes

Exposition method	Employs first-order conditions
Treynor (1962)	Yes
Sharpe (1964)	No
Lintner (1965)	Yes
Mossin (1966)	Yes

Fuente: Craig W. French. Elaboración propia (2019).

Para la presente valorización, el modelo de Capital asset pricing model (CAPM) es un modelo que permite estimar el rendimiento requerido para un accionista y su ecuación general es la siguiente:

$$E(R_i) = R_F + \beta_i[E(R_M) - R_F]$$

En donde:

- R_F : Tasa libre de riesgo
- β : Beta de la compañía con respecto al mercado
- $E(R_M) - R_F$: Prima de riesgo de mercado

Sin embargo, la anterior expresión es usualmente aplicada para mercados desarrollados; por lo cual es una práctica habitual agregar una prima por riesgo país a fin de reflejar, de mejor manera, el riesgo de mercados emergentes. Debido a que Engie realiza sus actividades en el mercado peruano se vio conveniente agregar una prima por riesgo país de 5,14% la cual fue determinada de la siguiente manera:

Prima por riesgo país = Volatilidad relativa de acciones * EMBIG Perú

En donde:

- Volatilidad relativa de acciones = (σ rendimiento de mercado de acciones / σ rendimiento de bonos peruanos en 10Y) con valor de 3,15
- EMBIG Perú²⁰ = 163 puntos básicos

A continuación, se desarrollan las variables del modelo CAPM general:

Tasa libre de riesgo R_F

Corresponde a la tasa de rendimiento del bono americano a diez años al cierre de 2018.

Prima de riesgo de mercado $E(R_M) - R_F$

Corresponde a la diferencia entre el rendimiento esperado del mercado sobre un rendimiento libre de riesgo. Como referencia de mercado, se considera el rendimiento promedio geométrico del S&P 500 y como referencia de rendimiento libre de riesgo, se considera el rendimiento promedio geométrico del bono americano a diez años. En ambos casos corresponden a los datos publicados por Damodaran por el periodo 1928-2018.

Beta de la compañía con respecto al mercado β

Con respecto al beta, se escogieron compañías comparables según el Anexo 10, las cuales fueron seleccionadas de la lista propuesta por Bloomberg a nivel LATAM. Los betas de estas compañías comparables corresponde a correlaciones de rendimientos de las empresas por un periodo de cinco años con rendimientos mensuales.

²⁰ Emerging Markets Bonds Index, publicado en diciembre 2018.

De la lista seleccionada, se procedió a calcular los betas desapalancados, según la fórmula de Hamada, obteniendo un beta promedio regional desapalancado de 0,43 con una mediana de 0,41, según se muestra continuación:

Tabla 50. Compañías comparables regionales

Nombre	Cap Mercado (USD)	Beta 5Y	Tasa impuesto Efectiva	Beta Desapalancado
AMPLA ENERGIA E SERVICIOS SA	1.111.751.823,00	0,5	36,47	0,34
CIA ENERGETICA DO CEARA-PR A	962.662.157,00	0,8	19,76	0,56
CIA ESTADUAL DE GERACAO E TR	523.687.967,00	0,5	22,14	0,42
LIGHT SA	866.798.531,00	1,1	46,76	0,41
			Promedo	0,43
			Mediana	0,41

Fuente y elaboración propia.

Para efectos de aplicación al modelo CAPM, se decidió utilizar el beta desapalancado promedio regional de 0,43, el cual fue apalancado con la estructura de capital de Engie (D/E) equivalente a 63,5% y una tasa de impuestos efectiva de 33,8%. El resultado es un beta (β) de 0,61.

Para efectos de la valorización, las empresas comparables se determinaron a través de los siguientes criterios, según Pablo Fernández y el CFA Institute (2015): son empresas que cotizan en Bolsa, operan en la misma zona geográfica y pertenecen al mismo sector.

Resultado del modelo CAPM aplicado

Como resultado, se obtuvo un k_e de 10,81%. A continuación, se muestra la expresión final utilizada y un resumen de los valores utilizados:

$$k_e = R_F + \beta_i[E(R_M) - R_F] + \text{prima de riesgo de mercado}$$

Tabla 51. Costo de capital

Costo de capital	Datos
Tasa libre de riesgo (Bono Americano 10 años)	2,83%
Beta re apalancado	0,61
Prima por riesgo	4,66%
EMBIG Perú	1,63%
Volatilidad Relativa de Acciones	3,15
Prima por Riesgo país	5,14%
Costo de capital US\$	10,82%

Fuente y elaboración propia.

Anexo 18. WACC

La metodología utilizada para determinar tasa de descuento de los flujos de caja libres esperados en Engie es el *Weighted Average Cost of Capital* (WACC). Esta metodología consiste en la ponderación del costo del capital k_e y el costo de la deuda k_d en función a la estructura de la empresa. El modelo general del WACC es determinado por la siguiente expresión:

$$WACC = k_d(1 + T) \times \left(\frac{D}{E + D} \right) + k_e \times \left(\frac{E}{E + D} \right)$$

En donde:

- k_d : Costo de la deuda
- T : Tasa de impuestos
- D : Valor de mercado de la deuda
- E : Valor de mercado de las acciones
- k_e : Costo de capital

Deuda a Valor de Mercado y k_d

Se utilizaron tasas de mercado referenciales a fin de calcular el valor de mercado de la deuda de Engie. Según análisis y desarrollo de los capítulos del presente trabajo se identifica que, al cierre del 2018, la empresa tiene préstamos bancarios de largo plazo, todos emitidos con entidades bancarias locales y emisiones de bonos también en el mercado local.

Con respecto a los préstamos bancarios, se consideró una tasa equivalente al 4,98% para préstamos en USD, mientras que para los préstamos en soles se consideró una tasa del 5,53%. Ambas tasas corresponden a las tasas activas anuales promedio del sistema financiero para préstamos corporativos mayores a un año²¹ publicados por la SBS.

A continuación, se muestra el resultado con respecto a los préstamos vigentes al cierre del 2018:

Tabla 52. Valor de mercado de préstamos al 31/12/2018

Proyecto	Bancos	Emisión	Vencimiento	Tasa	Moneda	Saldos al Dic 18	Saldos en KUSD	Días restantes	Tasa Mercado (i)	Deuda de Mercado KUSD
Leasing Ciclo Combinado	BCP	18/06/2010	30/12/2019	6,6700%	USD	16.585.838	16.586	364,00	4,98%	15.791
Leasing Reserva Fría	BBVA	11/05/2011	29/05/2019	5,7000%	USD	8.864.047	8.864	149,00	4,98%	8.688
Leasing Reserva Fría	BCP	11/05/2011	29/05/2019	5,7000%	USD	7.741.448	7.741	149,00	4,98%	7.587
Leasing Nodo Energético	BBVA	25/07/2014	30/12/2021	4,9000%	USD	86.558.371	86.558	1.095,00	4,98%	74.664
Leasing Nodo Energético	BCP	25/07/2014	30/12/2021	4,9000%	USD	83.378.952	83.379	1.095,00	4,98%	71.921
Leasing Chilca Plus / Ciclo Simple	BBVA	28/10/2014	28/10/2022	4,2000%	USD	37.824.166	37.824	1.397,00	4,98%	31.323
Leasing Chilca Plus / Ciclo Combinado	BBVA	28/10/2014	23/12/2022	4,2000%	USD	53.667.215	53.667	1.453,00	4,98%	44.108
Préstamo Largo Plazo MUSD 100	SCOTIABANK	22/12/2017	22/06/2023	3,3000%	USD	100.000.000	100.000	1.634,00	4,98%	80.205
Préstamo Largo Plazo MUSD 25	SCOTIABANK	06/04/2018	22/06/2023	3,0763%	PEN	80.675.001	23.875	1.634,00	5,53%	18.700
Préstamo Largo Plazo MUSD 25	SCOTIABANK	03/07/2018	22/06/2023	3,2043%	PEN	80.899.999	23.942	1.634,00	5,53%	18.753
Total Leasing y préstamos										371.739

(i) Tasas Activas Anuales de las Operaciones en Moneda Nacional Realizadas en los Últimos 30 Días Útiles Por Tipo de Crédito al 05/06/2019

²¹ Corresponde al promedio de los últimos treinta días a fecha de corte 31/12/2018.

Fuente y elaboración propia.

Con respecto a los bonos, se utilizaron las TIR y precios limpios reportados por la SBS al cierre del 2018 para cada emisión según se muestra a continuación:

Tabla 53. Valor de mercado de bonos al 31/12/2018

Bonos	ISIN	Emisión	Vencimiento	Tasa Cupón	Moneda	Monto Nominal	Monto KUSD	Días restantes	Tasa Mercado (t)	Deuda de Mercado KUSD	Precio Limpj	TIR	P. Limpio	P. Sucio	Duración
3ª Emisión	PEP70210M034	09/06/2008	09/06/2028	6,3125%	USD	10.000.000	10.000	3.448	4,827%	11.104	111,04	4,827	1.110,38	1.114,24	7,47
6ª Emisión	PEP70210M067	03/12/2010	03/12/2025	6,5000%	USD	25.000.000	25.000	2.529	4,697%	27.612	110,45	4,697	1.104,46	1.109,52	5,81
7ª Emisión	PEP70210M075	03/12/2010	03/12/2020	7,5938%	PEN	42.400.000	12.554	703	5,171%	13.069	104,34	5,171	5.217,13	5.246,66	1,85
3er Programa - 1ª Emisión	PEP70210M083	23/06/2016	23/06/2026	7,1250%	PEN	250.000.000	73.986	2.731	6,534%	75.289	101,76	6,534	1.017,60	1.019,18	6,02
3er Programa - 2ª Emisión	PEP70210M091	27/06/2017	26/06/2024	6,0000%	PEN	78.946.000	23.364	2.004	6,490%	22.849	97,80	6,490	978,00	978,66	4,81
3er Programa - 3ª Emisión	PEP70210M109	27/06/2017	27/06/2027	6,5300%	PEN	251.054.000	74.298	3.100	6,554%	74.234	99,91	6,554	999,13	999,86	6,74
3er Programa - 4ª Emisión	PEP70210M117	13/06/2018	13/06/2028	6,7188%	PEN	230.000.000	68.067	3.452	7,608%	64.157	94,26	7,608	942,55	945,91	7,15
Total Bonos							287.270		6,65%	288.343					

Fuente y elaboración propia.

Como resultado y considerando un tipo de cambio de PEN/USD 3,38 para la deuda denominada en soles, se obtuvo una deuda a valor de mercado equivalente a USD 660.082.523. Con respecto al costo de la deuda, se ponderaron las tasas de mercado tanto para préstamos y bonos cuyo resultado muestra un k_d de 5,70%.

Valor de mercado del capital y k_e

La capitalización del mercado al 31/12/2018 equivalente a USD 1.039.361.013 es considerada el capital a valor de mercado. Con respecto al costo de capital, se utilizó la metodología del CAPM con la cual se obtuvo un valor para el k_e de 10,82% explicada en el Anexo 13.

Tasa de Impuestos

Se utilizó la tasa de impuesto promedio efectiva de los últimos 3 años, equivalente a 33,75%

Anexo 19. Modelo de flujo de caja descontado

$$FIRM\ VALUE = \sum_{t=1}^n \frac{FCFF_t}{(1 + WACC)^t} + \frac{FCFF_{n+1}}{WACC - g}$$

El modelo de DCF busca utilizar los FCFF (*Free Cash Flows*), por sus siglas en inglés, de cada periodo de la proyección para actualizarlos al valor presente mediante el WACC y sumarlos al valor terminal de la empresa, para obtener el valor de la firma.

- FCFF: hacen referencia a los flujos de caja libre de cada periodo, calculados a través de la construcción del flujo de caja de la empresa. Se proyectan FCFF a periodos de cinco a diez años, según sean los criterios utilizados por el profesional a cargo.
- WACC: es la tasa promedio de costo de capital.
- G o tasa de perpetuidad: es la tasa en la que se proyecta la empresa seguirá creciendo hasta la perpetuidad.

El segundo término de la ecuación es conocido como el valor terminal de la empresa. Velez Pareja y Tham (2012) indicaron en su publicación: «dependiendo del periodo de proyección, el valor terminal puede ser una fracción muy alta del valor total de la firma. Hay casos en que puede pasar el 75%». Será importante ser cuidadoso con el G a considerar ya que compromete gran parte de la proyección.

Damodaran en sus publicaciones define que un pequeño cambio en la tasa de crecimiento puede afectar significativamente el valor terminal y el efecto aumenta a medida que la tasa de crecimiento se acerca a la tasa de descuento utilizada en la estimación. Debido a que ninguna empresa puede crecer para siempre a una tasa más alta que la tasa de crecimiento de la economía en la que opera, la tasa de crecimiento constante no puede ser mayor que la tasa de crecimiento global de la economía.

Anexo 20. Modelo de dividendos descontados

$$V_0 = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{D_t}{(1+r)^t}$$

Según el CFA Institute, el objetivo principal del DDM es la valorización de una acción de mercado bursátil a través del comportamiento de sus dividendos traídos a valor presente. Es el modelo más sencillo para valorizar utilizado por los profesionales a nivel mundial.

- D_t : dividendo pagado por la compañía en cada uno de los periodos proyectados.
- R : tasa de descuento para la actualización de los dividendos

En el año 1956, Myron Gordon y Eli Shapiro, publican su modelo de Gordon-Shapiro, donde indican que los dividendos crecen indefinidamente a una tasa constante. Sin embargo, luego Damodaran hace la precisión que esta metodología deberá ser utilizada solo para empresas maduras, donde el crecimiento y las condiciones de mercado son estables. El mismo autor recomienda tener suma precaución con el cálculo de la tasa G para el modelo, ya que el valor a obtener será extremadamente sensible a las variaciones del mismo.

Anexo 21. Modelo de múltiplos

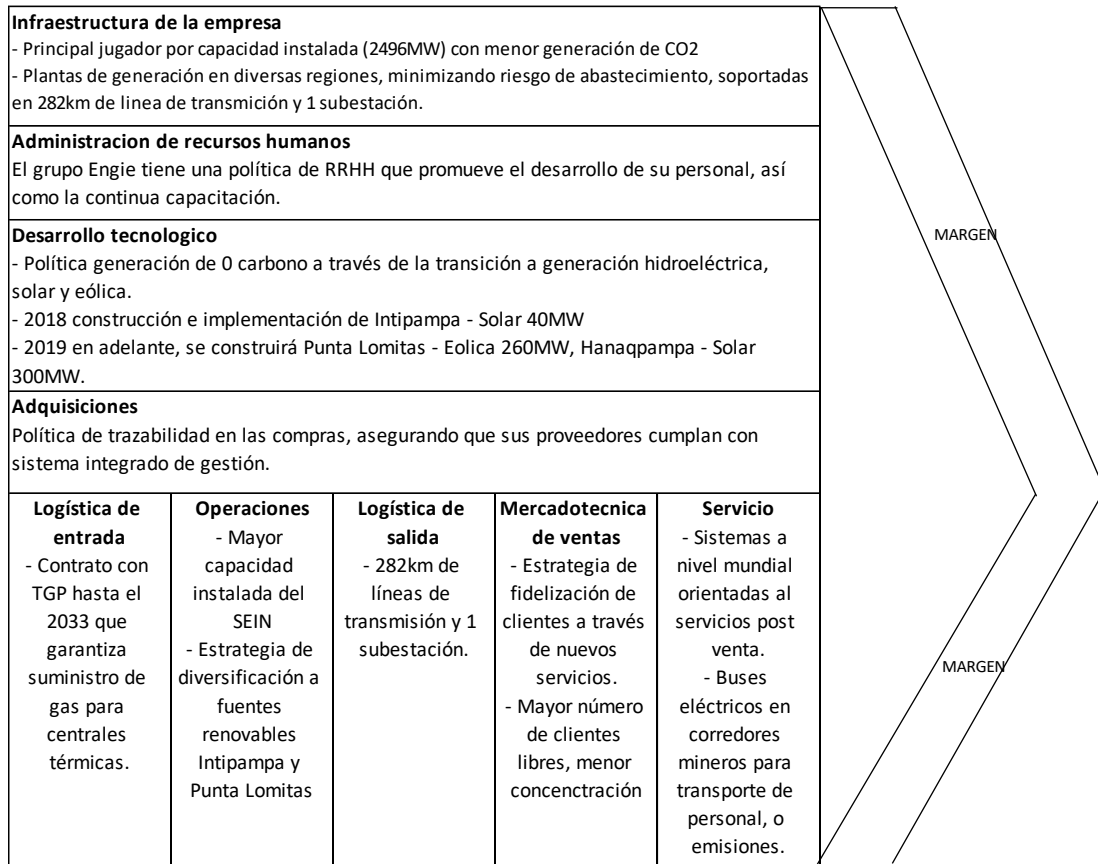
El CFA Institute define al Modelo de Múltiplos como una forma de valorización a través de múltiplos de activos comparables. Se deberá tener especial cuidado en la identificación de los comparables de un activo, ya que el modelo es especialmente sensible con esto.

Es uno de los modelos más sencillos, debido a que no requiere mayor nivel de suposiciones, como es el caso de DCF. Damodaran indica en sus publicaciones que es uno de los métodos más utilizados por los profesionales del campo por su facilidad y versatilidad, así como su capacidad para definir tendencias en el mercado, dando referencia del valor de un activo financiero.

En la práctica el objetivo del método es estimar el precio que un potencial comprador estaría dispuesto a pagar por una empresa a partir del precio de otra compañía comparable.

Anexo 22. Cadena de Valor

Gráfico 22. Cadena de valor



Fuente y elaboración propia.