



“INFORME DE VALORIZACIÓN DE ENERSUR”

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

Presentado por

Srta. Herrera Chirinos, Hilda María

Sr. León Castillo, Percy Giancarlo

Sr. Villalobos Ayala, Gelimer Johan

Asesor: Profesor Jorge Eduardo Lladó Márquez

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

Mayo, 2016

Índice

Índice de tablas	v
Índice de anexos	vii
Resumen Ejecutivo	Pág. 01
Introducción	Pág. 02
Capítulo I. Análisis de la acción	Pág. 04
1. Características de la acción	Pág. 04
2. Enersur y el índice S&P BVL Peru General (Ex-IGBVL)	Pág. 04
Capítulo II. Descripción del Negocio	Pág. 05
1. Composición accionaria	Pág. 05
2. Instalaciones de generación eléctrica	Pág. 05
3. Proyectos en desarrollo	Pág. 06
4. Clientes	Pág. 07
5. Fuentes de financiamiento	Pág. 08
Capítulo III. Análisis del sector eléctrico	Pág. 10
1. Producción de energía eléctrica	Pág. 10
2. Venta de energía eléctrica	Pág. 10
Capítulo IV. Análisis financiero	Pág. 12
1. Ratios de liquidez	Pág. 12
2. Ratios de operación	Pág. 12
3. Ratios de apalancamiento	Pág. 12
4. Ratios de rentabilidad	Pág. 13
5. Ventas, utilidad operativa y utilidad neta	Pág. 14
6. Política de dividendos	Pág. 14

Capítulo V. Valorización	Pág. 15
1. Supuestos de la valorización	Pág. 15
a. Precio de venta	Pág. 16
b. Costo de venta	Pág. 17
2. Análisis de sensibilidad	Pág. 18
Capítulo VI. Conclusiones y recomendaciones	Pág. 19

Índice de tablas

Tabla 1. Características de la acción de Enersur (al 30 de junio de 2015)	Pág. 04
Tabla 2. Composición accionaria	Pág. 05
Tabla 3. Potencia nominal 2015E por central (en MW)	Pág. 06
Tabla 4. Ratio Deuda financiera/EBITDA (en MUSD)	Pág. 08
Tabla 5. Fuentes de financiamiento de Enersur (en miles de USD)	Pág. 09
Tabla 6. Fuentes de financiamiento de los principales proyectos (en MUSD)	Pág. 09
Tabla 7. Producción de energía de Enersur en 2014 (MW/hora)	Pág. 15
Tabla 8. Potencia firme de Enersur en 2014 (MW)	Pág. 16
Tabla 9. Sensibilidad de variables	Pág. 18

Índice de anexos

Anexo 1. Precio de la acción (USD) y noticias relacionadas	Pág. 21
Anexo 2. Rendimientos mensuales Enersur vs. S&P BVL PERU General	Pág. 22
Anexo 3. Rendimientos anualizados Enersur vs. S&P BVL PERU General	Pág. 23
Anexo 4. Conformación del grupo económico y posición de Enersur	Pág. 24
Anexo 5. Centrales de Enersur y proyectos en ejecución	Pág. 25
Anexo 6. Tipos de centrales	Pág. 26
Anexo 7. Instalaciones de Enersur	Pág. 27
Anexo 8. Contratos con clientes regulados 2014-2025	Pág. 29
Anexo 9. Contratos con clientes libres	Pág. 30
Anexo 10. FODA	Pág. 31
Anexo 11. Principales proveedores	Pág. 32
Anexo 12. Proyectos de responsabilidad social	Pág. 33
Anexo 13. Análisis de riesgos	Pág. 34
Anexo 14. Modelo de negocio en el mercado de generación eléctrica	Pág. 36
Anexo 15. Regulación general de la industria eléctrica	Pág. 37
Anexo 16. Resumen gráfico de energía periodo 2015T1	Pág. 38
Anexo 17. Ratios de liquidez	Pág. 39
Anexo 18. Ratios de operación	Pág. 39
Anexo 19. Ratios de apalancamiento	Pág. 40

Anexo 20. Ratios de rentabilidad	Pág. 40
Anexo 21. Supuestos de la valorización de flujos de caja descontados	Pág. 41
Anexo 22. Supuestos WACC y CAPM (datos al 30 de junio de 2015)	Pág. 43
Anexo 23. Resumen de supuestos para la valorización	Pág. 44
Anexo 24. Valorización por Múltiplos	Pág. 45
Anexo 25. Flujo de caja proyectado (en miles de dólares)	Pág. 46
Anexo 26. Estado de Situación Financiera (en miles de dólares)	Pág. 47
Anexo 27. Estado de Ganancias y Pérdidas (en miles de dólares)	Pág. 48
Anexo 28. Bibliografía	Pág. 49

Resumen Ejecutivo

Enersur S.A. es una empresa subsidiaria de International Power S.A. de Bélgica (propiedad del grupo ENGIE, antes GDF Suez), a la fecha de la valorización, 30 de junio de 2015, contaba con 01 central hidroeléctrica (Yuncán), 04 centrales termoeléctricas (Ilo1, Ilo21, Ilo31-reserva fría- y ChilcaUno), 01 subestación en la provincia de Moquegua y 274 km. de líneas de transmisión.

El método de valorización utilizado por el grupo está basado en el descuento de flujos de caja libres (free cash flows) que la empresa generará en el futuro, los cuales serán descontados a una tasa acorde al riesgo estimado de los flujos (WACC). Nuestra recomendación después de evaluar a la empresa es la de COMPRAR, el precio que estimamos por acción es de S/. 12.15, esto significa un potencial de crecimiento de 35% con respecto al precio de cierre del 30 de junio de 2015, el cual fue de S/. 9.00 por acción.

En el anexo 24 mostramos la valorización de la empresa bajo el método de los múltiplos considerando 8 empresas comparables, tanto nacionales como de la región. El resultado del múltiplo EV/EBITDA fue de S/. 12.61 y el resultado del múltiplo PER fue de S/.15.81, lo que nos indica que la acción de Enersur está siendo subvaluada por el mercado y tiene un importante potencial de crecimiento.

Nuestra perspectiva para la compañía es positiva, proyectamos un incremento en el nivel de ventas y mejoras en los márgenes, por los proyectos que la empresa está ejecutando y basados en el supuesto de que el gas natural de Camisea estará disponible en el sur peruano a partir del año 2021, dinamizando la zona, lo que implicará que la central del nodo energético del sur (actualmente en construcción) pasará de operar de ciclo abierto (diesel) a ciclo combinado (gas).

Por último, mostramos las recomendaciones de los principales analistas a junio de 2015, existe un consenso en la recomendación de COMPRAR la acción de Enersur por su potencial de crecimiento.

Sociedad Agente de Bolsa	Analista	Recomendación	Target Price	Fecha
Inteligo	Fernando Iberico	Comprar	12.59	19/06/2015
Credicorp Capital	Fernando Pereda	Comprar	12.71	03/06/2015
Larrain Vial	Alexander Varschavsky	Comprar	11.80	30/04/2015

Fuente: Reuters. 2015

Introducción

ENERSUR S.A. (en adelante Enersur) es uno de los líderes en la generación de energía (en conjunto con Edegel y Electroperú) y forma parte del Grupo ENGIE (antes GDF Suez), el cual está conformado por un conglomerado de empresas cuya matriz es ENGIE S.A., sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia y cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París.

A nivel internacional, el Grupo ENGIE opera en toda la cadena de valor energética, desde el upstream (exploración y producción) hasta el downstream (procesamiento, distribución y venta), en los sectores de electricidad y gas natural. Asimismo, el grupo mencionado mantiene una clasificación internacional de A1 asignada por Moody's Investors Service para su deuda de largo plazo en moneda extranjera.

En 2014, Enersur fue la segunda empresa con mayor participación en la producción de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con 7,098 GWh (16.98% de participación de mercado), sólo por debajo de Edegel con 7,890 GWh (18.88% de participación de mercado).

Según el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), se estima una demanda anual promedio de energía en 6.7% y demanda anual promedio de potencia en 6.5% hasta el año 2024. Con el objetivo de aprovechar esta oportunidad, una vez Enersur concrete los proyectos de inversión que tiene en cartera, dispondrá de 824 MW adicionales a los 1,860 MW que la empresa tenía en junio de 2015 con sus 05 instalaciones. Esto significa que la empresa habrá incrementado su capacidad instalada en 44% hacia el primer trimestre del año 2017.

Enersur forma parte del sector eléctrico peruano (generación) y tiene una gran relevancia en la economía peruana, después de que la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) reemplazó al monopolio que ejercía el gobierno sobre este sector. La demanda por energía ha crecido en forma sostenida, a la par del crecimiento del PBI peruano. Los ingresos de la compañía crecieron en promedio 12% anual durante los años 2010 al 2014 y la utilidad neta se incrementó en promedio un 15% anual durante el mismo periodo de tiempo.

En la junta anual de accionistas de fecha 14 de marzo de 2016, se tomó la decisión de cambiar la denominación social de Enersur a ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A., adoptando la marca de su mayor accionista, el grupo ENGIE (antes GDF Suez), decisión que responde a estar alineados con los

objetivos y estrategias de su casa matriz. Es importante señalar que esta modificación no implica cambio alguno en el accionariado ni en la propiedad de la empresa.

Existe acceso a abundante información pública disponible, la cual es publicada por la Bolsa de Valores de Lima (BVL), la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV), plataformas financieras como Bloomberg e informes de valorización diversos, así como información especializada para el sector eléctrico, como la que proporciona el regulador OSINERGMIN, entre otros entes relacionados.

Enersur se encuentra en una posición de ventaja competitiva frente a sus competidores, destacando sus sólidos fundamentos financieros (según la consultoría de información financiera correspondiente a junio de 2015, elaborada por la universidad ESAN, la empresa se ubica en el puesto 1 de empresas generadoras en Perú), la diversificación de su matriz energética y su agresivo plan de inversión que incluyen 03 grandes proyectos por más de mil millones de dólares.

Capítulo I. Análisis de la acción

1. Características de la acción

En la siguiente tabla se describen las principales características de la acción de Enersur:

Tabla 1. Características de la acción de Enersur (al 30 de junio de 2015)

Características	
Fecha de aprobación para listar en la BVL e inscripción de valores en la SMV	Octubre 2005
Ticker	ENERSUC1
ISIN code	PEP702101002
Tipo de acción	Comunes con derecho a voto
Número de acciones en circulación	601'370,011
Valor nominal de la acción (S/.)	1.00
Capital social (S/.)	601'370,011
Precio de la acción (S/.)	9.00
Tipo de cambio (S/./ USD)	3.169
Market Cap (MUSD)	1'707.90
Índice	S&P BVL Peru General (ex-IGBVL)
Sector (según BVL)	Servicios públicos
Morgan Stanley Capital Index (MSCI)	Emerging Market Index (EM)

Fuente: Elaboración propia. 2015

2. Enersur y el Índice S&P BVL Peru General (Ex-IGBVL)

Enersur es una empresa cuya actividad principal es la generación de energía eléctrica, su acción se considera como defensiva ya que ésta se afecta menos con los vaivenes de la economía en general, puesto que la demanda no disminuye de forma notable durante ciclos económicos negativos.

En el anexo 1 se muestra el precio de la acción y las noticias relacionadas al movimiento de la acción.

En el anexo 2 se muestra un gráfico con los rendimientos mensuales tanto del índice Perú General como de Enersur, comprendidos desde junio de 2010 a junio de 2015.

En el anexo 3 se muestra el acumulado de rendimientos anualizados.

Capítulo II. Descripción del Negocio

La empresa Enersur S.A. tiene como principales objetivos la generación y transmisión de energía eléctrica, así como la venta de energía a clientes libres y regulados que participen del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Enersur fue constituida con fecha 20 de setiembre de 1996 y es subsidiaria de International Power S.A. de Bélgica, de la Unidad Operativa del Grupo Engie, denominada Energy International.

La empresa ha realizado inversiones importantes en generación eléctrica desde que inició sus actividades en 1997. Se posiciona como la mayor compañía de generación eléctrica del Perú por invertir 2,100 millones de dólares, entre los años 1997 a 2017, con una capacidad instalada total de 1,860 MW a junio de 2015.

Enersur se encuentra regulada por el Ministerio de Energía y Minas (Minem), la Autoridad Nacional del Agua (ANA) y el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), y supervisada por el Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería (Osinermin).

1. Composición accionaria

- El principal accionista de Enersur es International Power SA, parte del grupo ENGIE.

Tabla 2. Composición accionaria

Accionista	%
International Power SA	61.77%
IN-Fondo 2	7.25%
Rimac Internacional Cia.de Seguros	5.11%
Otros menores a 5%	25.87%
Total	100.00%

Fuente: Memoria anual de Enersur. 2014

En el anexo 4 se presenta la conformación del grupo económico al cual pertenece Enersur.

2. Instalaciones de generación eléctrica

A la fecha del análisis, Enersur contaba con 5 centrales de generación, además de una subestación eléctrica. En el anexo 5 se muestra la ubicación geográfica de estas centrales y de los proyectos en ejecución. En el anexo 6 se explica qué es una central eléctrica, los tipos de centrales y en el anexo 7 se detallan las centrales que operaban a la fecha de la valorización.

Tabla 3. Potencia nominal 2015E por central (en MW)

Planta ^{1/}	Ubicación	Unidad ^{2/}	Combustible	Potencia nominal (MW)	Potencia nominal (%)	Operación Comercial
CT Ilo1	Moquegua	TV2	Vapor / R500	22	1.10%	1997
		TV3	Vapor / R500	66	3.30%	1997
		TV4	Vapor / R500	66	3.30%	1997
		Grupo moto- generador	Diesel B5	3.3	0.20%	1997
		TG1	Diesel B5	39.29	2.00%	1997
		TG2	Diesel B5	42.2	2.10%	1999
CT Ilo21	Moquegua	TV21	Carbón / Diesel B5	135	6.80%	2000
CT Ilo31 (Reserva Fría)	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel B5	500	25.40%	2013
CT ChilcaUno	Lima	TG11	Gas natural	180	9.10%	2006
		TG12	Gas natural	180	9.10%	2007
		TG13	Gas natural	199.8	10.10%	2009
		TV	Vapor	292	14.80%	2012
CH Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	6.80%	2005
CH Quitaracsa	Huaraz	G1, G2	Agua	112	5.70%	2015
Total				1971.75	100%	

1/ CT: Central termoeléctrica, CH: Central hidroeléctrica

2/ TV: Turbina a vapor, TG: Turbina a gas

Fuente: Memoria anual de Enersur 2014. Elaboración propia

3. Proyectos en desarrollo

- i. **La construcción de la C.H. Quitaracsa (+112 MW).** En 2009 Enersur adquirió el 100% de las acciones de la empresa Quitaracsa S.A., ubicada en Ancash, siendo titular de la concesión para desarrollar la actividad de generación eléctrica. Este proyecto tiene dos turbinas Pelton, un reservorio de 270 mil m³ en el río Quitaracsa, un túnel de conducción de 6 Km y una caída de 874 mts.

En enero de 2011 comenzó la construcción y montaje de esta central, la inversión estimada fue de USD 250 millones, aumentando hasta USD 464 millones por las obras civiles adicionales requeridas para seguridad del proyecto, como mejorar las vías de acceso, revestir

el túnel de conducción y mejoras en la represa. Esta central inició operaciones en octubre de 2015.

- ii. **Chilca Plus (ampliación de la C.T. Chilca Uno)** con una capacidad de 113 MW y con inicio de operación comercial estimado para el último trimestre de 2016, será una central de ciclo combinado con una turbina de gas, una turbina de vapor, caldera de recuperación y aerocondensador. Inversión total estimada en USD 130 millones.

- iii. **Proyecto Nudo Energético – Planta Ilo**, con una capacidad de 600 MW y fecha estimada de entrada en operación en el primer trimestre de 2017. Esta es una de las centrales de generación termoeléctrica del proyecto Nudo Energético del Sur del Perú que otorgó el Comité de ProInversión (Pro Seguridad Energética).

Incluye la construcción de una nueva línea de transmisión de 500 kV, con una longitud de 75 Km, conectando la nueva central con la subestación Montalvo que es operada por la empresa Abengoa Transmisión Sur. Inversión total estimada por USD 500 millones. Esta central será de ciclo simple, dual, operando en una primera etapa con diesel, luego con gas natural.

4. Clientes

Existen 2 tipos de clientes en el sistema eléctrico peruano:

Cliente regulado: Usuarios con una demanda de hasta 200 kilovatios (kW).

Cliente libre: Usuarios con una demanda superior a los 2.5 MW. Un cliente con demanda superior a los 10 MW se le denomina “gran usuario”. El precio pactado es de libre acuerdo entre las partes.

Al 31 de junio de 2015, Enersur mantiene un portafolio de clientes distribuidos a nivel nacional que representan una potencia contratada fuera de hora punta de 1,419 MW, mientras que la potencia total contratada en hora punta ascendió a 1,378 MW. El 63% de la potencia contratada fuera de hora punta pertenece a clientes regulados mientras que el 37% restante pertenece a los clientes libres.

En el anexo 8 se pueden apreciar los contratos con clientes regulados, siendo los clientes Edelnor y Luz del Sur los más representativos, con el 47% y 25% del total de MW contratados.

En el anexo 9 se pueden apreciar los contratos con clientes libres, siendo los clientes Southern Peru y Antamina los más representativos, con el 39% y 28% del total de MW contratados.

5. Fuentes de financiamiento

La estrategia de financiamiento tiene como objetivo mantener un ratio de cobertura de deuda (Deuda financiera/EBITDA) de 4.0x hasta marzo de 2017, periodo que comprende los años de construcción de los proyectos que la empresa tiene en cartera (Quitaracsa, ChilcaPlus y el Nodo Energético del Sur). Asimismo, la empresa mantiene un rating AAA para las empresas de rating locales, lo que permite fácil acceso a la banca local y a tasas bajas. En la siguiente tabla se puede apreciar que la empresa ha cumplido con mantener el ratio Deuda financiera/EBITDA por debajo de lo establecido en los últimos años.

Tabla 4. Ratio Deuda financiera/EBITDA (en MUSD)

	2012	2013	2014	2015
Deuda financiera	504	726	808	973
EBITDA	190	263	289	325
Ratio Deuda/EBITDA	2.65x	2.76x	2.80x	3.00x

Fuente: EEFF Enersur. Elaboración propia. 2016

La empresa mantiene líneas de crédito de corto plazo para financiar capital de trabajo y posee capacidad para aportar capital propio para financiar futuros proyectos (como sucedió con el aporte de S/.150 millones en febrero de 2012), así como mantener una flexibilidad que le permita hacer frente a eventos inesperados y nuevas oportunidades de negocio.

Según los estados financieros al 2015T2, la empresa financia sus proyectos de expansión principalmente a través de leasing financieros con los bancos BCP (USD 295MM), BBVA (USD 171MM) y Scotiabank (USD 56MM). Asimismo, ha estructurado 7 emisiones de bonos bullet, tanto en dólares como en nuevos soles con un saldo a junio de 2015 de USD 128MM, esto con el objeto de pagar préstamos de corto plazo con bancos locales y proveedores.

Por último, la empresa mantiene deuda de corto plazo por USD 105MM y un préstamo a largo plazo con los bancos The Bank of Tokyo-Mitsubishi y Sumitomo Mitsui Banking Corporation por USD 100MM para refinanciar deuda de corto plazo por adquisición de activos fijos para sus nuevos proyectos.

Todas estas fuentes de financiamiento totalizan obligaciones financieras por un monto de USD 855MM (25% corresponde a deuda corriente, 75% corresponde a deuda no corriente).

Tabla 5. Fuentes de financiamiento de Enersur (en miles de USD)

Tipo de Financiamiento	Vencimiento	Total	Tasa
Bonos corporativos	2016 - 2028	127,891	7.20% anual en soles y 6.44% anual en dólares
Préstamos bancarios			
Corto plazo	jul 2015 - mar 2016	105,000	0.30% en dólares, LIBOR + 0.49% y LIBOR + 0.54%
Largo plazo	jun 2020	100,000	LIBOR 3M + 1.9%
Arrendamientos financieros	2017 - 2022	522,614	5.76% anual (BCP), 3.02% anual (Scotiabank), 4.93% anual (BBVA)
Total		855,505	

Fuente: EEFF Enersur 2015T2. Elaboración propia

Enersur ha proyectado invertir USD 1,025 millones en el desarrollo de sus 3 proyectos de acuerdo a su estrategia de crecimiento, financiando el 47% mediante leasing financieros por USD 487 millones con los bancos BCP, BBVA y Scotiabank, 27% mediante la emisión de bonos corporativos por USD 273 millones y el 26% restante mediante incremento de capital y cambio en la política de dividendos por USD 265 millones.

Tabla 6. Fuentes de financiamiento de los principales proyectos (en MUSD)

Proyecto	Inversión	Financiamiento	Otros
CH Quitaracsa	495	- Bonos por 273 MUSD - Leasing financiero por 72 MUSD	- Incremento de capital y cambio en la política de dividendos por 265 MUSD
CT ChilcaPlus	130	- Leasing financiero por 125 MUSD	
CT Nodo Energético	400	- Leasing financiero por 290 MUSD	

Fuente: Corporate presentation Enersur. Junio 2015. Elaboración propia.

En el anexo 10 se muestra el análisis FODA de la empresa.

En el anexo 11 se muestra la lista de los principales proveedores de Enersur.

En el anexo 12 se muestran los proyectos de responsabilidad social de Enersur.

En el anexo 13 realizamos un análisis de riesgos para la empresa.

Capítulo III. Análisis del sector eléctrico

La industria de la energía eléctrica en el Perú comprende tres actividades básicas en su cadena productiva: generación, transmisión y distribución. Los principales actores de este sector son:

- a) **El Ministerio de Energía y Minas**, encargado de normar y asegurar el suministro de energía eléctrica eficiente y de conducir las políticas de estado de mediano y largo plazo.
- b) **Osinergmin**, ente regulador encargado de fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y técnicas del sector.
- c) **COES-SINAC**, comité de operación económica responsable de coordinar la operación de todas las centrales que pertenecen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, asegurando la continuidad del sistema

Se promueve la libre competencia existiendo dos tipos de clientes:

- a) **Clientes libres:** consumidores de electricidad como empresas mineras o industriales cuya demanda de potencia es igual o superior a 2.5 megavatios. Las tarifas en este caso se contratan de manera directa en una negociación entre el generador y el comprador.
- b) **Clientes regulados:** usuarios cuya demanda de potencia mensual es inferior a 2.5 megavatios. De acuerdo con la Ley 28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica), los usuarios con demandas mayores a 0.2 megavatios y menores a 2.5 megavatios pueden optar por ser considerados, ante la ley, como usuarios libres o regulados. Los precios pactados son los precios en barra o precios que resulten de licitaciones de suministro.

En el anexo 14 se grafica el modelo de negocio en el mercado de generación eléctrica

En el anexo 15 se grafica la regulación general de la industria eléctrica.

1. Producción de la energía eléctrica

Al primer trimestre del año 2015, la producción de energía eléctrica fue de 11,068 GWh, cifra superior en 8,4% y 13,2% respecto a la producción de los años 2014 y 2013, respectivamente.

2. Venta de energía eléctrica

Al primer trimestre del 2015, la venta de energía eléctrica fue de 9,618 GW.h, cifra que significa un incremento de 4,7% y 10,3% respecto a las ventas efectuadas en los años 2014 y 2013. La venta de energía eléctrica en el mercado regulado fue 5,398 MW/h (56% del total de la venta) y en el mercado

libre fue 4,220 MW/h (44% del total de la venta). De este total, el 99,2% (9,537 GW.h) fue vendido en el sistema interconectado y el 0,8% (81 GW h) fue vendido en los sistemas aislados.

Las empresas generadoras que han contribuido en mayor grado a la producción de energía eléctrica a nivel nacional fueron: Edegel con 16,4%, **Enersur con 15,8%**, Electroperú con 14,9%, Kallpa con 9,7%, Egenor con 7,9%, entre las más importantes.

En el anexo 16 se muestra un resumen gráfico en donde se descompone la generación de energía eléctrica de acuerdo al tipo de empresa, tipo de conexión, tipo de fuente y de acuerdo a las empresas más destacadas.

Capítulo IV. Análisis financiero

1. Ratios de liquidez (ver anexo 17)

Prueba ácida: Este ratio se ha deteriorado al alejarse de 1, lo cual puede reflejar que la empresa tiene activos ilíquidos. Los fondos financian los gastos corrientes de los proyectos en curso, proyectos que son manejados con contratos de Power Purchase Agreement (PPA,) por lo cual estos bajos indicadores de liquidez indicarían que la capacidad de pago de sus obligaciones financieras de corto plazo estaría siendo afectada.

Ratio Corriente: Ha disminuido de 1.49 en 2010 a 0.75 en 2014, esta tendencia podría ser un indicador de que la empresa tiene problemas para enfrentar obligaciones de corto plazo con los acreedores. Enersur tomó arrendamientos financieros para financiar proyectos como la conversión a Ciclo Combinado de la C.T. Chilca Uno, la Reserva Fría C.T. Ilo31 y los equipos para la C.T. Quitaracsa, lo cual aumentó considerablemente los pasivos de la empresa, y por ende los gastos financieros.

2. Ratios de operación (ver anexo 18)

Rotación de Cuentas por Cobrar: Este indicador aumentó de 8.2 en 2010 a 14.3 en 2014, lo cual demuestra la mayor capacidad y rapidez de cobranza de efectivo. Enersur establece límites crediticios a sus clientes a través de una evaluación interna en función a su experiencia crediticia, no teniendo a la fecha de estudio cartera de cuentas por cobrar con estimación por deterioro.

Rotación de Inventario: Pasa de 9.1 en 2010 a 4.4 en 2014. Esta tendencia decreciente muestra que los inventarios aumentaron en mayor cantidad que las ventas, sobretudo en el stock de combustible y carbón, debido a la ampliación de las centrales generadoras.

Rotación de Activo Fijo: Pasa de 0.96 en 2010 a 0.49 en 2014. Esto significa que por cada S/.1 sol de inversión en activo fijo, se venden S/.0.49 soles. La disminución en la tendencia de este ratio coincide con la inversión en activos fijos que Enersur ha llevado a cabo en los últimos años.

3. Ratios de apalancamiento (ver anexo 19)

Deuda/Patrimonio: La tendencia indica que ha disminuido el financiamiento con capital de terceros. Este comportamiento refleja una mejora en el nivel de endeudamiento.

% Deuda de Largo Plazo a Capital Total: Este ratio ha ido disminuyendo, reflejando una disminución en los compromisos a largo plazo.

4. Ratios de rentabilidad (ver anexo 20)

Margen Bruto: Este margen mejoró en más de 10 puntos porcentuales desde 2010 a 2014, pasó de 32% en 2010 a 43% en 2014. El margen de Enersur es mayor que el promedio del mercado (24.75% para las empresas generadoras en marzo de 2014). Esto principalmente por el aumento en las ventas, por el crecimiento de los niveles de generación eléctrica, y por haber tenido una mayor eficiencia en operación por menores costos promedio. Enersur tiene proyectos en construcción, los cuales serán pilares para mantener una capacidad de generación en crecimiento y en la proyección de ingresos.

Margen EBITDA: Este margen se ha mantenido en 42% en promedio desde el 2010 al 2014, estando por encima de la industria (36.97% para las empresas generadoras en marzo de 2014), obtenido principalmente por un mayor nivel de generación (energía y potencia), así como por la caída del costo de ventas debido al menor gasto de combustible, lo cual facilita la cobertura de gastos financieros y servicio de deuda, ya que los proyectos en marcha han sido financiados con una mayor deuda financiera.

Margen de Operación: Se evidencia una mayor utilidad generada por los ingresos de operación que en promedio se han mantenido en 31%, lo cual es señal de una buena gestión. El promedio de la industria en 2015T2 fue de 27% según la consultoría de información financiera elaborada por ESAN.

Margen antes de Impuestos: Se ha mantenido en un 30%, mejorando levemente, dada la estabilidad de la tasa impositiva. A partir del ejercicio 2015 se modificó la regulación tributaria, por lo que el resultado se verá impulsado por la aplicación de impuestos diferidos, ya que la tasa del impuesto a las ganancias se redujo de 30% a 28%.

Margen Neto: Se ha mantenido a lo largo de estos 04 años en 21% en promedio, el aumento de las ventas crecieron lo suficiente como para asumir el aumento de los costos de venta. Enersur tiene como estrategia contratar su portafolio por el total de su capacidad eficiente para aumentar sus ingresos, con lo cual también estaría cubriendo su riesgo en el mercado de corto plazo.

5. Ventas, utilidad operativa y utilidad neta

Al 31 de diciembre de 2014 las ventas de la empresa Enersur ascendieron a USD 618.8 millones, generando un aumento de 1.5% con respecto al año anterior.

La producción de energía retrocedió en 7.7%, pasando de 7,690 GWh a 7,098 GWh interanual, por la generación de mayores costos de producción de las centrales Ilo 21 e Ilo 1, las cuales operan en base a carbón y diesel.

La utilidad operativa en el ejercicio 2014 fue de USD 238.30, mejorando en 5.47% con respecto al ejercicio anterior. A junio de 2015 la utilidad operativa aumentó en 20.47% (USD 146 millones) en comparación al segundo trimestre de 2014 (USD 121 millones).

Al 31 de diciembre de 2014, la utilidad neta de Enersur fue de USD 137.57 millones, aumentando en 8% con respecto al cierre del ejercicio anterior. A junio de 2015 la utilidad neta aumentó en 38.76% (USD 100 millones) en comparación al segundo trimestre de 2014 (USD 72 millones).

Al 31 de diciembre de 2014 el EBITDA fue de USD 289.4 millones, un aumento de 10.1% con respecto al ejercicio de 2013. A junio de 2015 el EBITDA aumentó en 26.23% (USD 129 millones) en comparación al segundo trimestre de 2014 (USD 102 millones).

6. Política de Dividendos

La política de dividendos de Enersur ha variado en los últimos años. Desde la creación de la empresa en setiembre de 1996 hasta febrero de 2004 hubo restricción en el reparto de dividendos y éstos no se repartieron, luego desde inicios de 2004 hasta setiembre de 2010 la distribución de dividendos representó el 90% de las utilidades.

A partir de octubre de 2010, la política se redujo a la repartición del 30% de las utilidades disponibles, manteniéndose este porcentaje durante los años en donde el capex de inversión sea alto por el desarrollo de proyectos de expansión de su capacidad instalada; una vez concluidos estos proyectos y puestos en operación comercial, los dividendos a repartir se incrementarán a medida que el flujo de caja se incremente.

Capítulo V. Valorización

1. Supuestos de la valorización

Hemos estimado el valor del negocio que se basa en la venta de energía eléctrica generada en las centrales de Enersur, mediante la elaboración de una valorización que se compone de dos fases de crecimiento: la primera comprende 10 años detallados de crecimiento (2015-2024) y la segunda fase comprende un crecimiento a una tasa constante a perpetuidad.

El método de valorización empleado por el grupo está basado en el descuento de flujos de caja libres (free cash flows) que la empresa generará en el futuro, los cuales serán descontados a una tasa acorde al riesgo estimado de los flujos (WACC). Los supuestos para estimar el CAPM y el WACC se encuentran en el anexo 22.

Generación de energía: Para estimar la energía producida por Enersur, se tomó en cuenta la potencia efectiva medida en megawatts (MW) de todas sus plantas. La cantidad de MW/Hora al año se calcula multiplicando el total de horas en 1 año (8,760 horas) por la potencia efectiva. Finalmente, el valor obtenido se debe multiplicar por el Factor de Carga de cada central, el cual es un indicador de la capacidad de utilización de la planta en un periodo de tiempo.

$$\text{Producción de energía anual (MW/h)} = \text{Potencia efectiva (MW)} \times \text{Factor de carga (\%)} \times \text{T(h)}$$

En la siguiente tabla se presenta el cálculo estimado de la energía producida por la empresa en el año 2014.

Tabla 7. Producción de energía de Enersur en 2014 (MW/hora)

Central	Potencia efectiva (MW)	Factor de Carga Enersur 2014	Horas en 01 año	Energía bruta (MW/h)
C.H. Yuncan	136.69	77.0%	8760	921,446
C.T. Chilca1	813.83	83.9%		5,978,541
C.T. Ilo1 catkato	3.28	1.4%		398
C.T. Ilo1 TG	65.00	1.4%		7,827
C.T. Ilo1	88.77	2.8%		21,654
C.T. Ilo21	139.78	13.3%		163,208
TOTAL	1,247.35			7,093,074

Fuente: Estadística de Operación. COES SINAC. 2014. Elaboración propia.

Potencia: Para estimar las ventas por potencia se toma en cuenta la potencia firme, a diferencia de la potencia efectiva, ésta es la potencia máxima que podría generar una planta con un alto nivel de seguridad. Cabe mencionar que la empresa tiene contratos por venta de potencia en la Reserva Fría CT Ilo31 (7,190 USD MW/mes) y venta de potencia en el Proyecto Nudo Energético del Sur-NES (5,750 USD MW/mes).

En la siguiente tabla se muestra la potencia firme de Enersur.

Tabla 8. Potencia firme de Enersur a diciembre de 2014 (MW)

Central	Potencia firme (MW)
C.H. Yuncan	136.69
C.T. Chilca1	803.05
C.T. Ilo1	154.82
C.T. Ilo21	139.55
C.T. Ilo31	33.49
TOTAL	1,267.60

Fuente: Estadística de Operación. COES SINAC. 2014. Elaboración propia.

1.1. Precio de venta

Precio de venta de energía a usuarios regulados: Es el precio que generalmente se ofrece a las empresas distribuidoras es determinado en la barra libre (regulado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria-GART) o determinado en licitaciones de suministro. Se entiende por barra a los sistemas eléctricos en donde se puede hacer tanto entrega como salida de energía y potencia. Este precio se determina utilizando un modelo matemático de optimización y simulación de la operación de los sistemas eléctrico llamado PERSEO.

Según la fijación de los precios en barra establecido por el Osinergmin para los periodos comprendidos entre mayo de 2015 y abril de 2016, éste fue de 25.30 USD MW/Hora.

Precio de venta de energía a usuarios libres: Es el precio que se determina de manera bilateral entre la generadora y el cliente libre, que generalmente es una empresa del sector minero o industrial.

Según el reporte estadístico del mercado libre de electricidad correspondiente al mes de junio de 2015 (Osinergmin), se establece específicamente para Enersur el precio medio para el mercado libre en 77.78 USD MW/Hora.

Precio de venta de energía en el mercado spot: Las empresas generadoras que no tienen contratos pueden vender energía en el mercado spot o de corto plazo, el cual es administrado por el COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional). Existen generadoras que producen más energía de la que venden (excedentarias), por el contrario, otras tendrán que comprar energía para honrar sus contratos (deficitarias).

El precio que se paga equivale a los costos marginales de corto plazo, los cuales se estiman cada 15 minutos. Según la estadística de operación del COES 2014, los costos marginales se establecieron en 25.30 USD MW/Hora

Precio de venta de potencia: Corresponde a la anualidad de la inversión en una unidad turbogas como la alternativa más económica para abastecer las horas de máxima demanda anual (incluidos los costos de conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual.

Según la fijación de los precios en barra establecido por el Osinergmin para los periodos comprendidos entre mayo de 2015 y abril de 2016, el precio básico de la potencia es de 77.64 USD kW/año.

Los precios de potencia y energía se encuentran indexados a la inflación de EE.UU. (CPI-USA).

1.2. Costo de venta

Para estimar el costo de ventas se analizó i) la producción de energía (MW/Hora) de la empresa durante los años 2012, 2013 y 2014, diferenciando la producción por tipo de central: Hidráulica y Termoeléctrica y ii) las notas a los EEFF de los mismos años correspondientes a los costos de ventas de energía eléctrica en USD (combustible, carga de personal, mantenimiento, entre otros rubros). Con estos dos inputs se estimó un promedio ponderado entre producción de energía y costos de ventas que resultó en un costo unitario (USD MW/Hora) por tipo de central.

Para Enersur, el costo unitario de las centrales hidroeléctricas es de 12.4 USD MW/Hora, con una participación del 14% en la producción de energía total y el costo unitario de las centrales termoeléctricas es de 39.4 USD MW/Hora, con una participación del 86% en la producción de energía total.

En el anexo 21 se explican los supuestos de gastos administrativos, depreciación, capex, capital de trabajo y crecimiento a largo plazo. En el anexo 23 se presenta un resumen de todos los supuestos.

2. Análisis de sensibilidad

Se realiza análisis de sensibilidad en función a las siguientes variables:

- 1) Precio de energía y potencia
- 2) Participación de mercado
- 3) Crecimiento a largo plazo

El VAN estimado con el supuesto de valor terminal con un crecimiento a largo plazo de 2% fue de USD 2,306.31 millones, obteniendo un precio por acción de S/12.15 (considerando el TC de la fecha de la valorización: S/.3.169).

Nuestro objetivo es evaluar el impacto en la valoración económica del precio de la acción de Enersur considerando los movimientos en estas variables. Se determinó que el precio por acción con las variables 1 y 3 fluctúa en un rango de S/10.12 y S/14.32; de igual forma, el precio por acción con las variables 2 y 3 fluctúa en un rango de S/10.01 y S/14.02.

Tabla 9. Sensibilidad de variables

		Precio de energía y potencia				
		-5%	-2.50%	0%	2.50%	5%
Crecimiento a Largo Plazo	1.60%	10.12	10.96	11.79	12.63	13.46
	1.80%	10.27	11.12	11.97	12.82	13.66
	2%	10.44	11.29	12.15	13.01	13.87
	2.20%	10.61	11.48	12.35	13.22	14.09
	2.40%	10.78	11.67	12.55	13.44	14.32

		Participación de mercado				
		15%	16%	17%	18%	19%
Crecimiento a Largo Plazo	1.60%	10.01	10.81	11.80	12.40	13.20
	1.80%	10.16	10.97	11.97	12.58	13.39
	2%	10.31	11.13	12.15	12.77	13.59
	2.20%	10.48	11.31	12.34	12.97	13.80
	2.40%	10.65	11.49	12.54	13.18	14.02

Fuente: Elaboración propia. 2016

Capítulo VI. Conclusiones y recomendaciones

Luego de la valorización y evaluación de la empresa Enersur recomendamos COMPRAR sus acciones. A la fecha de la valorización las acciones de la compañía se encontraban subvaluadas por el mercado; sin embargo, hemos comparado nuestros resultados con las recomendaciones de otros analistas y todos coinciden en señalar que la tendencia es que el valor de las acciones suba en el corto y mediano plazo, una vez que todos los proyectos de la empresa operen comercialmente a más tardar en 2017T1.

La robustez patrimonial de la empresa, así como su capacidad para generar flujos de caja positivos y la estructura de financiamiento diversificada permite a Enersur honrar sus compromisos financieros, además de declarar dividendos para sus accionistas.

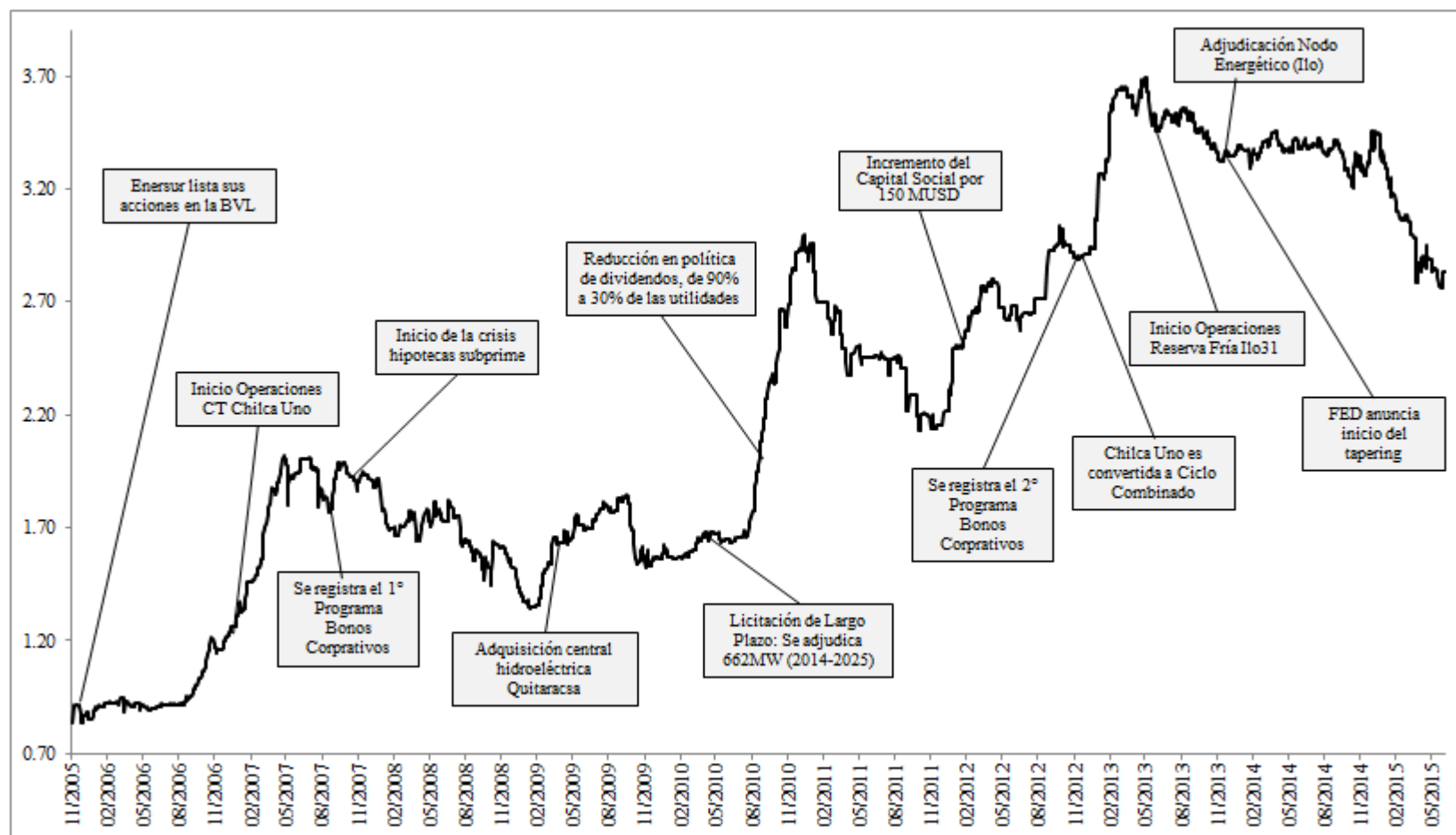
Recomendamos diversificar y ampliar la cartera de clientes haciendo énfasis en los clientes libres, pues los márgenes son superiores en comparación con los clientes regulados, con ello también se reduce el riesgo de depender de importantes clientes libres como Southern Peru.

El mantenimiento de un ratio de cobertura de deuda de 4 veces (Deuda Financiera/EBITDA) es el principal indicador financiero que emplea Enersur para controlar el riesgo de elevado apalancamiento.

Se debe tomar en consideración la exposición al dólar, los impactos ocasionados por la volatilidad del tipo de cambio y también debe compararse el saldo de caja con el total de la deuda a corto plazo, ya que al analizar los ratios financieros de la empresa se observa que los ratios de liquidez como la prueba ácida y el ratio corriente se han deteriorado a la fecha de análisis.

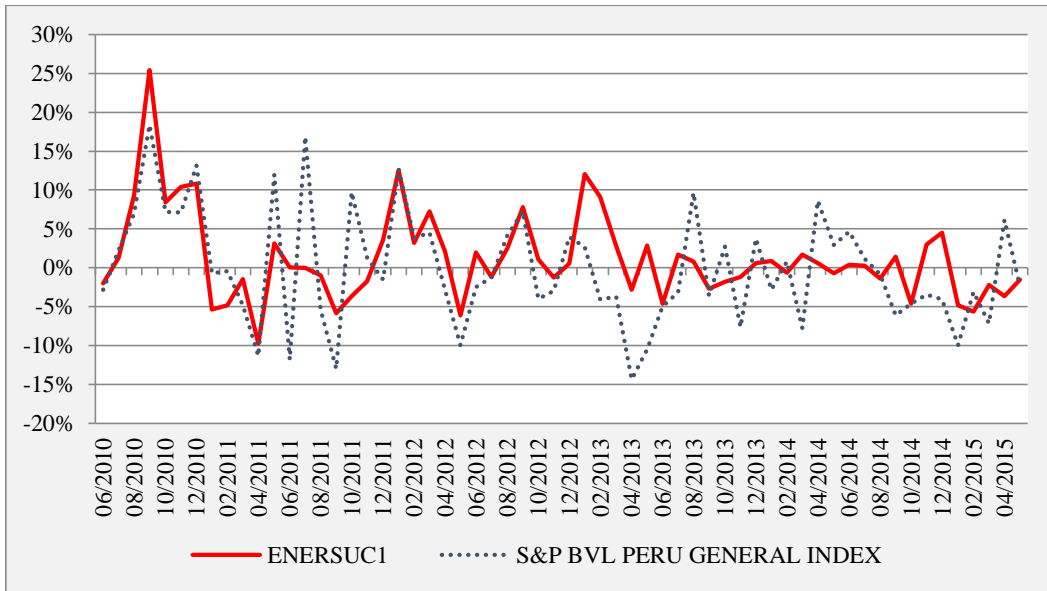
Anexos

Anexo 1. Precio de la acción (USD) y noticias relacionadas



Fuente: Elaboración propia. 2015

Anexo 2. Rendimientos mensuales Enersur vs. S&P BVL PERU General



Fuente: Elaboración propia. 2015

En este gráfico podemos apreciar que no existe gran relación entre los rendimientos de las acciones de Enersur y el mercado, siendo el coeficiente de correlación en este periodo de tiempo de 0.57, compartiendo resultados mixtos tanto de periodos positivos como negativos.

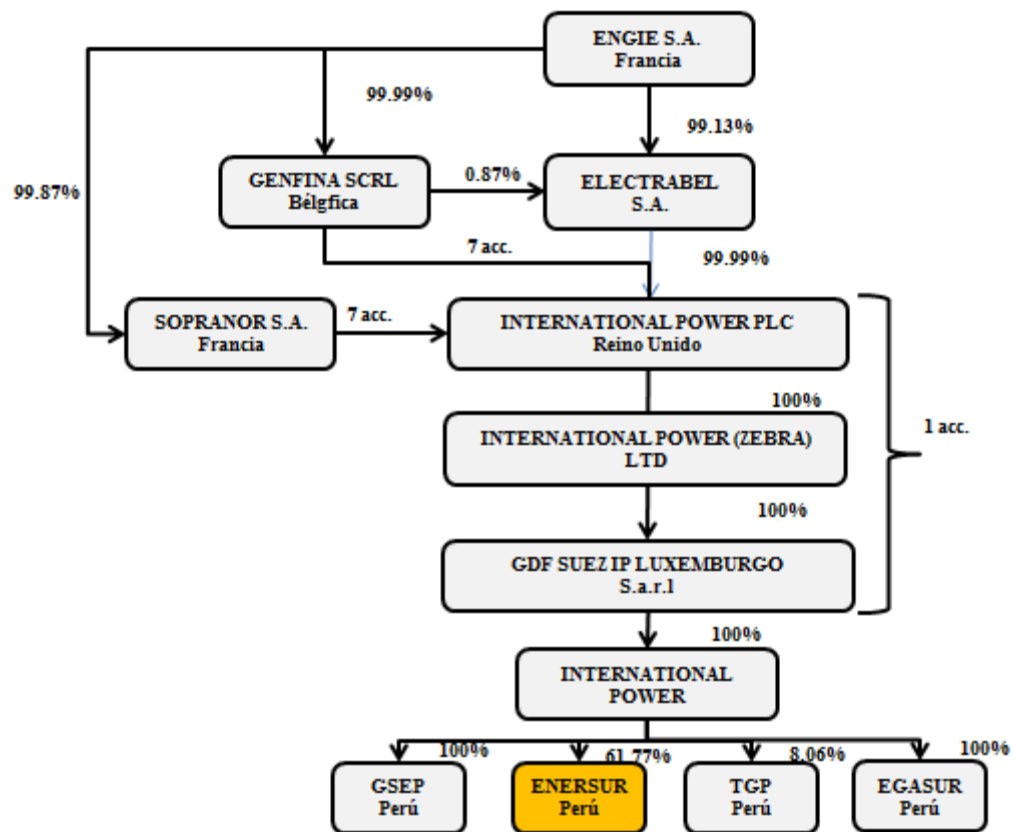
Anexo 3. Rendimientos anualizados Enersur vs. S&P BVL PERU General

Rendimientos	ENERSUC1	S&P BVL PERU GENERAL INDEX
Periodo 1 (jun 2010 - may 2011)	45.58%	47.01%
Periodo 2 (jun 2011 - may 2012)	10.55%	38.03%
Periodo 3 (jun 2012 - may 2013)	35.45%	52.63%
Periodo 4 (jun 2013 - may 2014)	-5.19%	40.24%
Periodo 5 (jun 2014 - may 2015)	-14.13%	8.96%
Acumulado (jun 2010 - may 2015)	72.26%	186.87%

Fuente: Elaboración propia. 2015

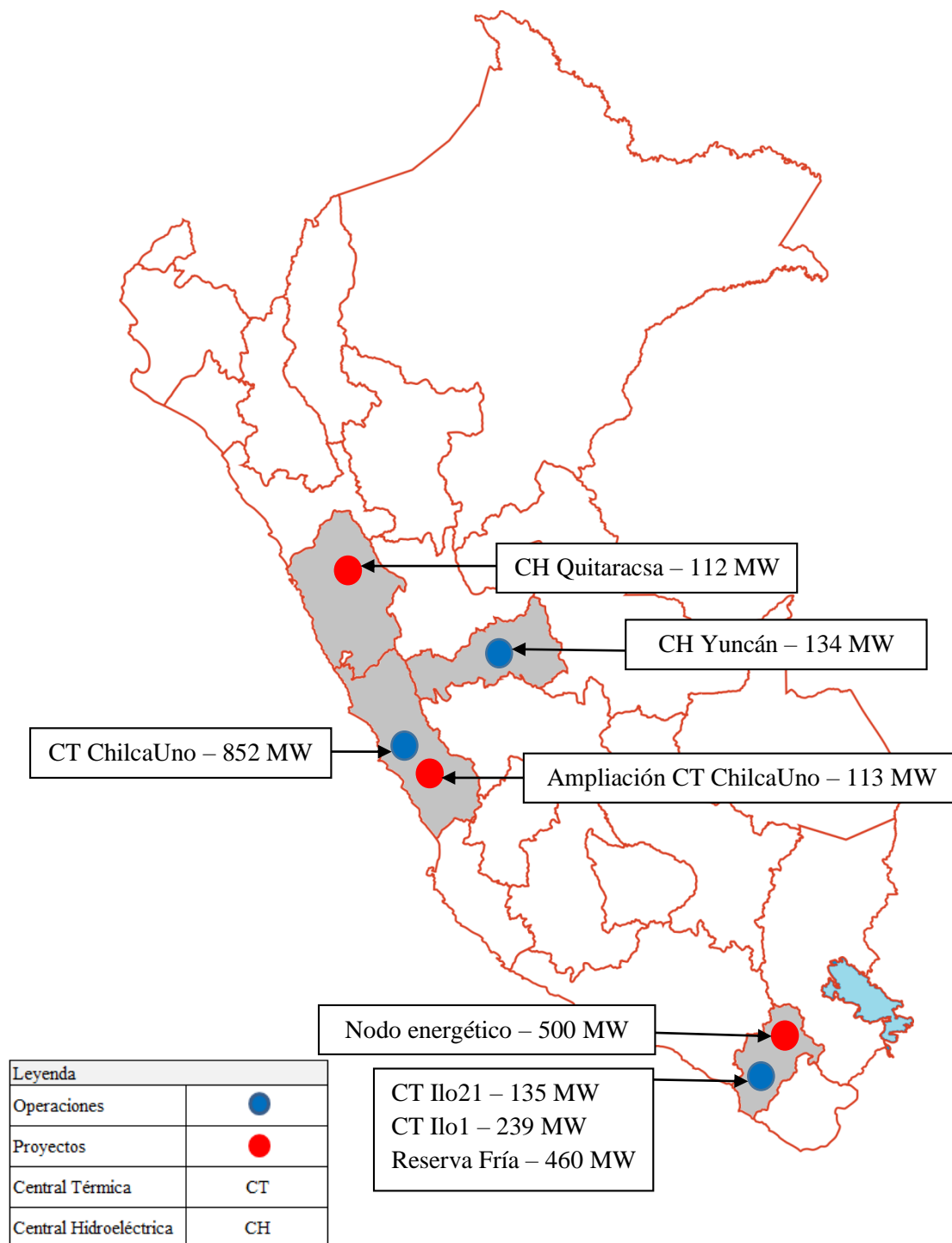
En este periodo de tiempo, el índice S&P BVL PERU GENERAL fue más volátil, con una $\sigma = 7.31\%$, mientras que Enersur registró una $\sigma = 5.73\%$; por otro lado, el índice obtuvo un rendimiento acumulado superior al de Enersur (186.87% vs. 72.26%). Se puede observar que desde el periodo 3 la tendencia de los rendimientos tanto de la acción como del índice han sido a la baja, explicado por la desaceleración económica que ha sufrido nuestro país en los últimos años (crecimiento del PBI en 2013 fue de 5.8%, en 2014 fue de 2.4% y en 2015 fue de 3.2%), la disminución de la inversión privada, el déficit en nuestra balanza comercial, entre otros factores macroeconómicos.

Anexo 4. Conformación del grupo económico y posición de Enersur



Fuente: Memoria anual de Enersur, 2015

Anexo 5. Centrales de Enersur y proyectos en ejecución



Fuente: Elaboración propia. 2015

Anexo 6. Tipos de centrales

Definición.- Una central eléctrica convierte la energía mecánica en eléctrica en base a fuentes de producción energética como son por un lado el agua (energía hidráulica), y por otro lado el petróleo, el carbón, el gas natural, entre otros (energía termoeléctrica). Otras fuentes menos usadas son la materia orgánica, la energía eólica y la energía solar.

En el Perú, la generación eléctrica proviene principalmente de dos tipos de centrales:

Centrales hidroeléctricas.- Su principal fuente de energía es el agua almacenada en una represa, la cual se encuentra a una altura superior a la central eléctrica, debido a que es necesaria la caída del agua para producir la potencia suficiente para hacer funcionar las ruedas de las turbinas, las que a su vez hacen girar un generador que es el que finalmente produce la energía eléctrica.

Centrales termoeléctricas.- Su principal fuente de energía es el combustible que se utiliza para hervir el agua que generará el vapor necesario para hacer girar los generadores que producirán la energía eléctrica.

Ciclo simple.- Es la utilización por parte de una central de combustibles con la finalidad de generar vapor y por medio de la transferencia de energía, girar las turbinas y los generadores.

Ciclo combinado.- Es la utilización de dos tipos de energía diferentes para producir energía, la primera en base a turbinas a gas y la segunda en base a turbinas a vapor, este tipo de centrales utilizan el gas natural en combinación con otro combustible como puede ser el diesel, el petróleo o el carbón. La principal ventaja de este sistema radica en los bajos costos del gas natural, así como su mayor eficiencia y bajos índices de contaminación ambiental si se comparan contra otro tipo de combustibles.

La electricidad producida en estas centrales es conducida por transformadores hacia las sub-estaciones para su distribución final a través de las líneas de transmisión.

Anexo 7. Instalaciones de Enersur

i. Central Termoeléctrica Ilo 1 (C.T. Ilo 1)

Ubicada al norte de la ciudad de Ilo, adquirida a Southern Peru Copper Corporation (SPCC) en 1997. La central está conformada por cuatro calderos de fuego directo que operan con petróleo residual 500, tres turbinas a vapor (TV2, TV3 y TV4) con potencia nominal total de 154.00 MW, dos turbinas a gas de 39.29 MW y 42.20 MW de potencia nominal, respectivamente, y un grupo moto-generator de 3.30 MW de potencia nominal que opera con biodiesel B5.

ii. Central Termoeléctrica Ilo 21 (C.T. Ilo 21)

Esta central de generación eléctrica funciona en base a carbón y gas. La cancha de carbón con que cuenta la planta tiene una capacidad de almacenaje para 200,000 toneladas y un muelle de 1,250 metros de largo. Asimismo, posee dos plantas desalinizadoras que proveen de agua industrial y potable a la operación de la central y una planta de tratamiento de aguas residuales.

Cuenta con un generador accionado por una turbina a vapor con una potencia nominal de 135 MW.

iii. Central Termoeléctrica Ilo 31 (C.T. Ilo 31) – Reserva Fría

Se suscribe Contrato de Concesión del Proyecto de Reserva Fría de Generación – Planta Ilo en 2011 con el Ministerio de Energía y Minas. Con este proyecto se provee de potencia y energía en el SEIN, siendo el plazo de concesión de 20 años. Este proyecto demandó una inversión de USD 220 millones. La central posee tres turbinas a gas que utilizan biodiesel B5 y tiene una capacidad de 500MW.

iv. Central Hidroeléctrica Yuncán (C.H. Yuncán)

Central ubicada en Cerro de Pasco, se adjudicó en 2004 como un contrato de usufructo a un plazo de 30 años e inició operaciones en 2005. Comprende tres turbinas, cada una con una potencia de 44.7 MW. Asimismo, cuenta con una presa y un reservorio de control diario, con una capacidad de 1.8 millones de m³ y con un volumen útil de 458 mil m³.

v. Central Termoeléctrica Chilca Uno (C.T. ChilcaUno) Ciclo Combinado

Comienza actividades en 2006 y utiliza gas natural como combustible. Esta central cuenta con una estación de filtración, regulación de presión y medición de flujo que acondiciona el gas natural para las necesidades de combustión de las turbinas. Se terminó la construcción del proyecto Ciclo Combinado ChilcaUno en noviembre de 2012. En 2010 se firmó un contrato de distribución de gas natural con Gas Natural de Lima y Callao S.A. Actualmente esta central cuenta con una potencia nominal de 852 MW.

vi. Subestación Moquegua (S.E. Moquegua)

Esta subestación está ubicada al sur de la ciudad de Moquegua, tiene una sala de control, dos autotransformadores, doble barra en 220 kV y 138 kV donde se conectan las líneas Socabaya-Moquegua, Ilo 1-Moquegua e Ilo 21-Moquegua.

En la siguiente tabla se presenta la potencia nominal estimada (MW) por central para fines de 2015, incorporando el proyecto Quitaracsa. Las centrales de ChilcaUno y la Reserva Fría Ilo31 son las más importantes, representando en conjunto el 68.5% de la potencia nominal de la empresa.

Anexo 8. Contratos con clientes regulados 2014-2025

Contratos Licitación (2014-2025)	Duración (Años)	Vencimiento	Potencia contratada Hora Punta (MW)	Potencia contratada fuera de Hora Punta (MW)
Edelnor	8	31/12/2021	159.29	159.29
Edelnor	10	31/12/2023	83.35	83.35
Edelnor	11.2	31/12/2025	25.78	25.78
Luz del Sur	8	31/12/2021	128.13	128.13
Luz del Sur	10	31/12/2023	70.67	70.67
Luz del Sur	11.2	31/12/2025	20.73	20.73
Edecañete	8	31/12/2021	3.81	3.81
Electrosur	10	31/12/2023	9.44	9.44
Electrosur	11.2	31/12/2025	3.06	3.06
Electrosureste	8	31/12/2021	12.81	12.81
Electrosureste	10	31/12/2023	12.97	12.97
Electrosureste	11.2	31/12/2025	4.01	4.01
Electropuno	11.2	31/12/2025	2.69	2.69
Seal	8	31/12/2021	23.51	23.51
Seal	10	31/12/2023	14.88	14.88
Seal	11.2	31/12/2025	4.42	4.42
Electronoroeste	8	31/12/2021	13.85	13.85
Electronoroeste	10	31/12/2023	8.7	8.7
Electronoroeste	8	31/12/2021	8.6	8.6
Hidrاندina	8.2	31/12/2022	18.12	18.12
Electronorte	8.2	31/12/2022	12.86	12.86
Electronoroeste	8.2	31/12/2022	9.01	9.01
Electrocentro	8.2	31/12/2022	10.74	10.74
Coelvisac	8.2	31/12/2022	0.38	0.38
Edelnor	4	31/12/2017	150	150
Total Contratos Licitación			811.8	811.81
Contrato Bilateral				
Electronoroeste	3.5	31/12/2015	10	10
ElectroUcayali	8	31/12/2020	23	23
Hidrاندina	2.3	31/03/2017	8	8
Edelnor	2	31/12/2016	40	40
Total Contratos Bilaterales			81	81
Total Regulados			892.8	892.8

Fuente: EEFF Enersur 2015T2

Anexo 9. Contratos con clientes libres

Contratos Libres	Duración (Años)	Vencimiento	Potencia contratada Hora Punta (MW)	Potencia contratada fuera de Hora Punta (MW)
Southern Peru Copper Corporation	20	17/04/2017	207	207
Quimpac S.A.	16	30/06/2020	18	56
Panasa	13	30/06/2020	12	12
Minera Bateas S.A.C.	15	31/01/2022	3.5	3.5
Nyrstar Coricancha (ex San Juan)	10	31/03/2017	5	5
Universidad de Lima	10.8	31/12/2018	2.8	3
Antapaccay	10	31/12/2018	21	21
Manufactura Record S.A.	10.6	31/12/2018	0.25	1.3
Minera Las Bambas	10.1	14/10/2023	40	40
Minera Santa Luisa	15	31/05/2026	3.7	4
PetroPerú	3.1	06/09/2015	7.65	7.65
Owens Illinois Perú	7.9	31/12/2022	3.5	3.5
Industria Papelera Atlas	5	31/12/2017	2.85	3.8
Antamina	15	31/12/2029	150	150
Apumayo	4.11	31/12/2017	1.15	1.5
Papelera del Sur	4	28/02/2017	4.5	4.5
Linde Gas Perú	3	31/05/2016	2.7	2.7
Total Contratos Libres			485.6	526.45
Total Contratos (Libres + Regulados)			1,378.41	1,419.26

Fuente: EEFF Enersur 2015T2

Anexo 10. FODA

Fortalezas	Debilidades
<p>F1.- Respaldo del grupo ENGIE (antes GDF Suez)</p> <p>F2.- Segunda generadora de energía después de Edegel</p> <p>F3.-Portafolio diversificado: 04 Centrales Termoeléctricas (CT), 01 Central Hidroeléctrica (CH) y 01 Subestación.</p> <p>F4.- Generación de valor gracias a su agresiva cartera de inversiones.</p>	<p>D1.- Concentración de ventas en clientes regulados (76% de las ventas al 2014).</p> <p>D2.- Alta concentración de producción de energía en la CT ChilcaUno (84% de la producción en 2014).</p> <p>D3.- Aumento del apalancamiento financiero, producto de la financiación de nuevos proyectos (ratio deuda/equity 51%).</p>
Oportunidades	Amenazas
<p>O1.- Tasa de crecimiento de demanda de energía anual de 6.1% en los últimos 05 años.</p> <p>O2.- Existe un problema de abastecimiento de energía tanto en el norte como en el sur del país, la capacidad de generación se encuentra en el centro del país.</p> <p>O3.-Potencial de ampliación de cartera de clientes con la puesta en marcha de sus proyectos en ejecución.</p>	<p>A1.- Factores que pueden afectar la producción de energía eléctrica como son el clima, el precio de los combustibles y la congestión de las líneas de transmisión.</p> <p>A2.- Existe una dependencia del suministro del gas natural (Pluspetrol), así como de su transporte por parte del proveedor TGP (Transportadora de Gas del Perú).</p> <p>A3.- Cambios imprevistos en la regulación del sistema eléctrico por parte de los reguladores</p> <p>A4.- Ingreso de nuevas empresas generadoras.</p>

Fuente: Elaboración propia. 2015.

Anexo 11. Principales proveedores

Bien o Servicio	Proveedor
Gas Natural	Pluspetrol
Gas Natural	Consortio de Productores de Gas de Camisea
Transporte de Gas	Transportadora de Gas Natural (TGP)
Diesel B5	Petroleos del Perú
Servicios de Mantenimiento y Soporte logístico	Siemens Power Generation Inc

Fuente: Elaboración propia. 2015

Anexo 12. Proyectos de responsabilidad social

Enersur desarrolla su gestión social a través de proyectos de responsabilidad social y desarrollo sostenible en cuatro líneas de acción:

Proyecto	Áreas de influencia
<p>1. Desarrollo de capacidades productivas</p> <p>Agroemprendimientos</p> <p>Programa Aprende y Emprende</p> <p>Programa de apoyo a planes de negocio de los pescadores artesanales</p> <p>2. Infraestructura</p> <p>Programa mejorando la infraestructura comunal</p> <p>3. Medioambiente</p> <p>Plan de sitio de reserva natural Punta Coles</p> <p>4. Educación y salud</p> <p>Experimento, ciencia para todos</p> <p>Caravana escolar</p> <p>Caravana de la salud</p> <p>Maratón de la Energía</p>	<p>Distritos de Paucartambo, Huachón y Quitaracsa (Pasco)</p> <p>Chilca (Lima)</p> <p>Ilo (Moquegua)</p> <p>Quitaracsa (Áncash)</p> <p>Ilo (Moquegua)</p> <p>Chilca (Lima), Ilo (Moquegua)</p> <p>Moquegua, Chilca, Pasco, Ancash</p> <p>Chilca, Huallanca, Quitaracsa y Yuncán</p> <p>Ilo (Moquegua)</p>

Fuente: Memoria anual de Enersur. 2014

Anexo 13. Análisis de riesgos

Los riesgos analizados tienen su origen principalmente en la variación del tipo de cambio, de la tasa de interés y de precios.

Riesgo de mercado

Enersur se encuentra sujeta a riesgos asociados a las características economía peruana, a pesar de que el sector de generación y distribución ha mantenido un crecimiento sostenido en los últimos años, la debilidad en la demanda podría presionar las tarifas eléctricas a la baja, lo cual afectaría los ingresos de Enersur.

Riesgo de tipo de cambio: La empresa está expuesta a las variaciones del tipo de cambio ya que realiza transacciones en moneda extranjera. Este riesgo se controla con contratos de cobertura de tipo de cambio de acuerdo con políticas internas de la compañía (swaps y forwards).

La posición pasiva neta de Enersur correspondiente al ejercicio 2014 fue de USD -182 millones. La posición de compra de derivados para el 2014 fue de USD 248 millones.

Riesgo de tasa de interés: La empresa está expuesta a las variaciones de la tasa de interés, causados por tomar endeudamientos a tasas de interés variables, para las cuales Enersur realiza operaciones de cobertura de tasas de interés como cross currency swaps y swaps de tasas de interés.

Al 31 de diciembre de 2014 la empresa mantuvo obligaciones con vencimiento corriente y no corriente con tasas de interés fijas y variables. Del total de su deuda financiera, al 31 de diciembre de 2014, el 87% de la misma representó endeudamiento a largo plazo, y de este total el 88% es a tasas fijas.

Riesgo de crédito

Este riesgo implica la posibilidad de incumplimiento de la contraparte con respecto a sus obligaciones contractuales, pudiendo dar como resultado una pérdida financiera para la empresa. Los principales instrumentos financieros que concentran riesgo de crédito son las cuentas por cobrar comerciales y el efectivo.

Dentro de las cuentas por cobrar comerciales, la empresa tenía al 31 de diciembre de 2014 un 43.1% de los ingresos totales correspondientes a clientes libres y un 56.9% correspondiente a clientes regulados.

Para mitigar este riesgo, la compañía establece límites de crédito individuales de acuerdo a la evaluación interna de la calidad crediticia de los clientes. Los períodos de cobro son de 15 y 30 días por lo cual este riesgo se encuentra controlado.

Riesgo de liquidez

Se han establecido políticas y procedimientos para tomar endeudamientos a corto, mediano y largo plazo. Para controlarlo se monitorean los flujos de efectivo y las fechas de vencimiento de sus activos y pasivos financieros.

Riesgo político

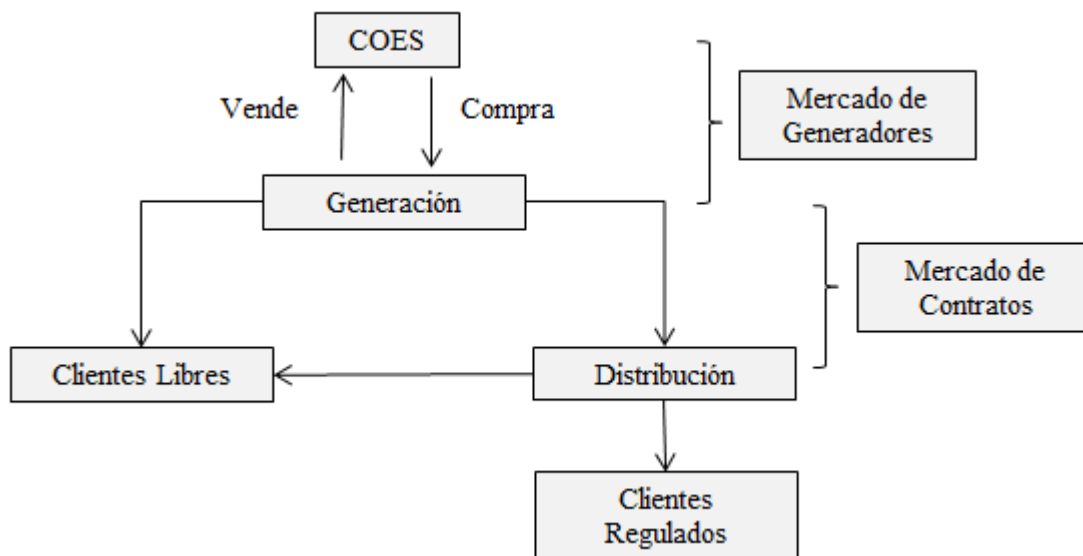
Enersur podría verse obligada a subir tarifas a usuarios finales por la tendencia al alza del tipo de cambio, por lo que esto pondrá a prueba a las entidades reguladoras como Osinergmin, y se verá qué tan independientes son de la intervención política del Estado, el cual evitará la subida de estas tarifas a los usuarios finales.

Riesgo geográfico

Las proyecciones de Enersur se encuentran altamente concentradas en el gasoducto del Gas de Camisea para convertir sus procesos de ciclo simple a ciclo combinado, lo cual aumentaría la rentabilidad ya que culminar los proyectos de conversión a ciclo combinado permite alcanzar un mayor nivel de generación. Cualquier dilatación en la ampliación del gasoducto en la zona sur del Perú impactará en la rentabilidad de Enersur.

El fenómeno de El Niño 2015-2016, podría generar problemas en las plantas hidráulicas como Quitaracsa, en donde los mayores volúmenes de lluvias llevarían consigo mayores elementos sólidos a los normales, lo que podría implicar la suspensión de las operaciones de la planta hidráulica.

Anexo 14. Modelo de negocio en el mercado de generación eléctrica

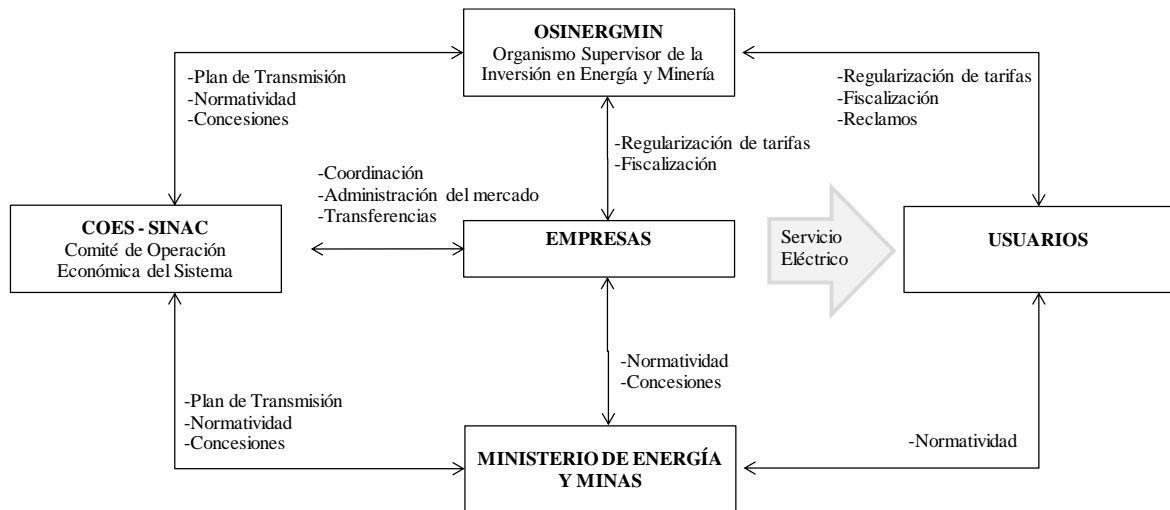


Fuente: Regulación eléctrica peruana. ISA. Octubre 2010.

En el sector eléctrico, las empresas generadoras compran y venden energía en el Sistema Interconectado, si la empresa tiene un superávit de energía y dado que la energía eléctrica por su naturaleza no se puede almacenar, se vende en el mercado de corto plazo administrado por el COES, de igual forma, si una empresa generadora tiene un déficit energético debe comprar energía al COES. El precio al cual se realizan estas transacciones es el costo marginal de corto plazo, determinado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

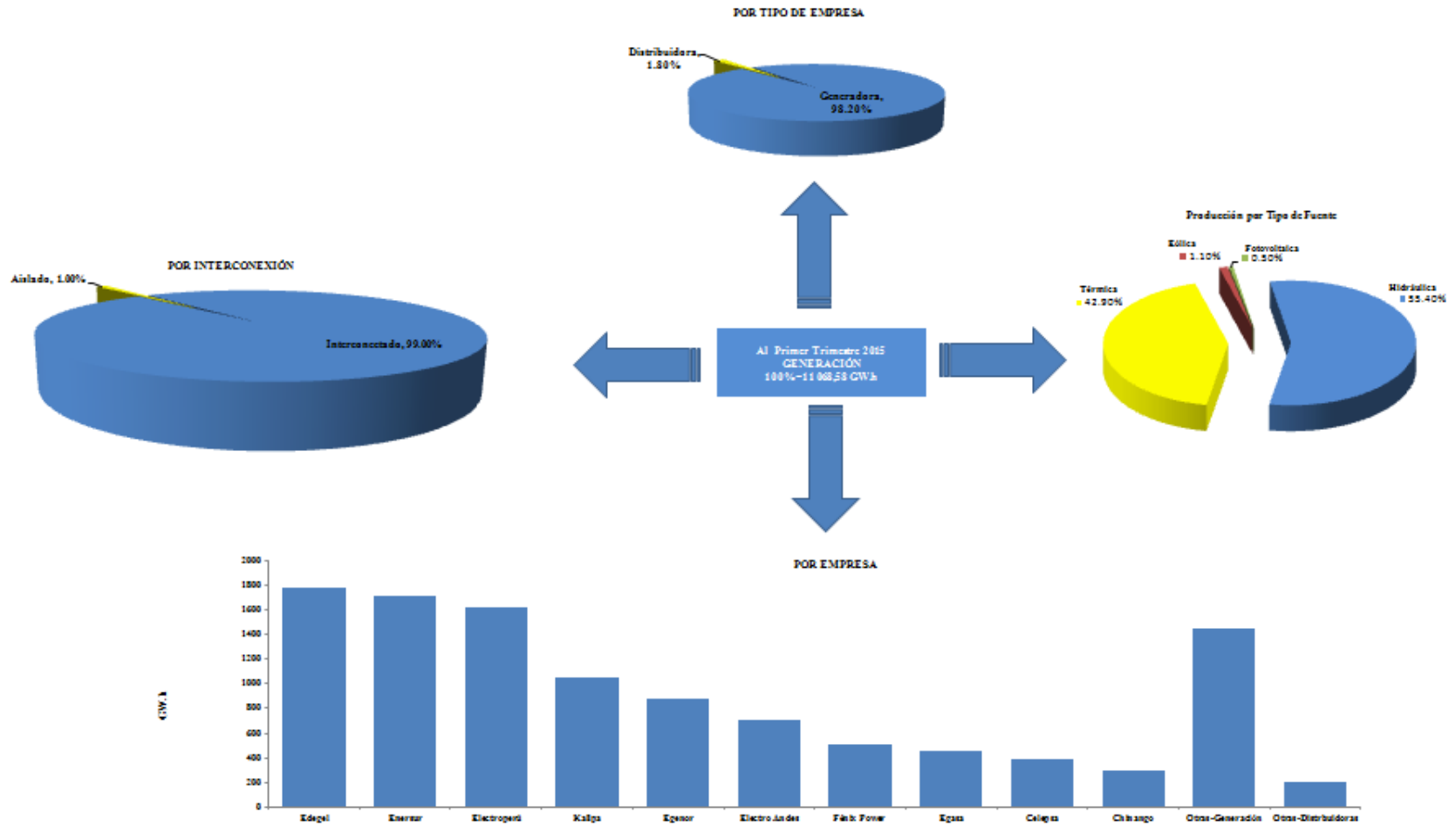
La energía que se ofrece tanto a clientes libres como a los regulados está amparada en contratos que pueden ser de corto plazo o de largo plazo. Las empresas generadoras entregan la energía a clientes libres que por lo general pertenecen al sector minería e industrial y a sus clientes regulados que son las empresas distribuidoras (como Luz del Sur o Edelnor).

Anexo 15. Regulación general de la industria eléctrica



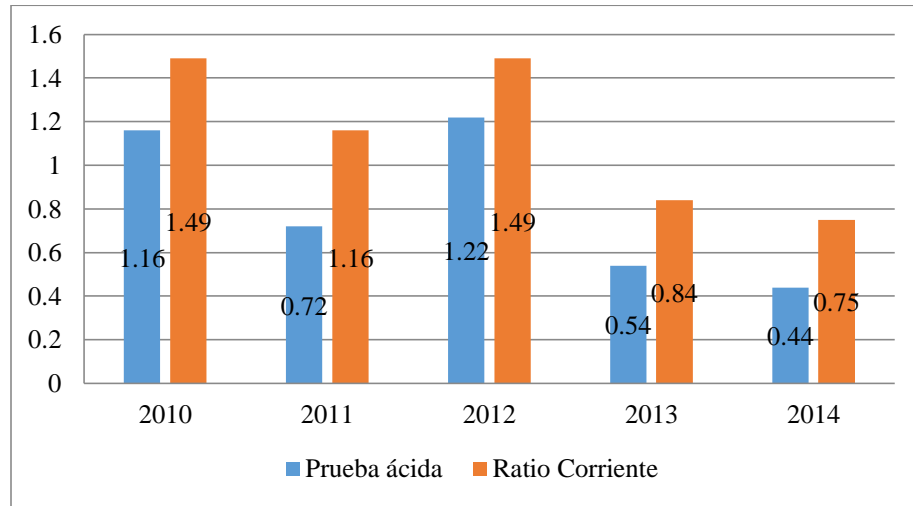
Fuente: Regulación eléctrica peruana. Red de energía del Perú S.A. Octubre 2010

Anexo 16. Resumen gráfico de energía periodo 2015T1



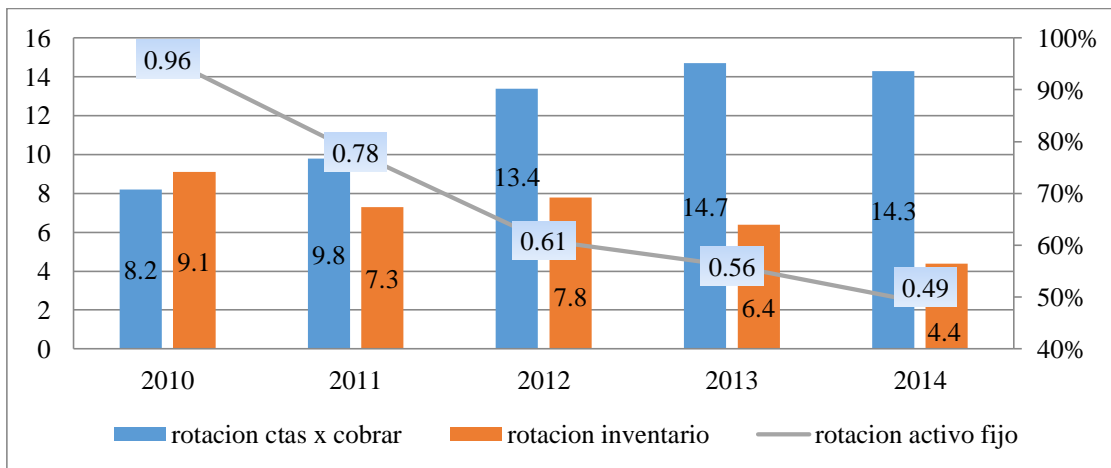
Fuente: Estadística de Operación. COES SINAC. 2015T1

Anexo 17. Ratios de liquidez



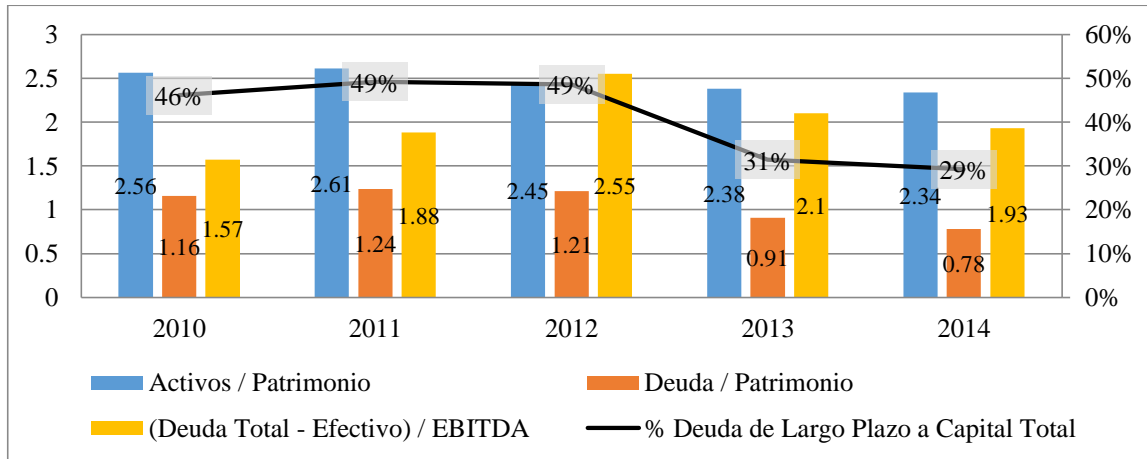
Fuente: Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

Anexo 18. Ratios de operación



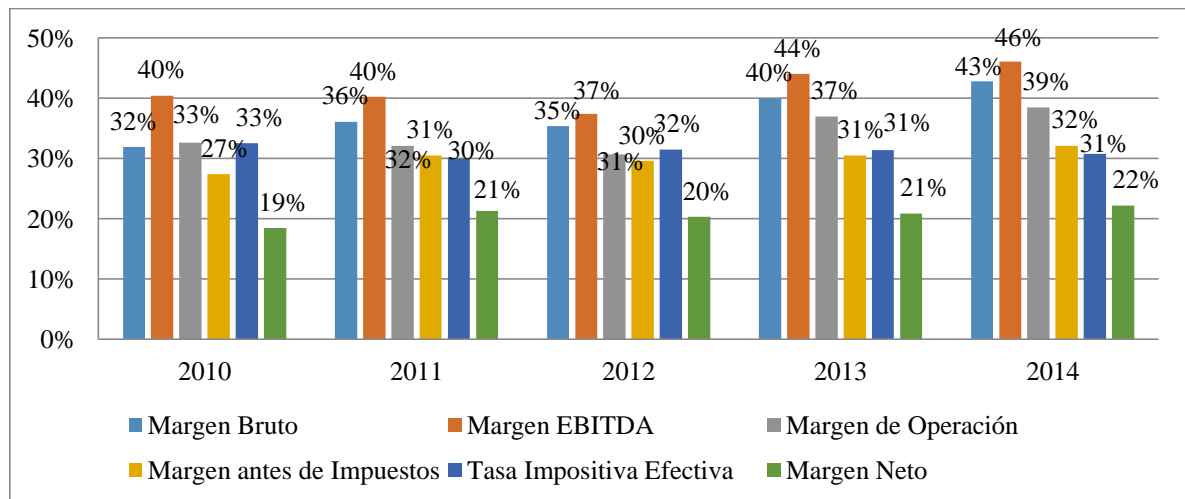
Fuente: Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

Anexo 19. Ratios de apalancamiento



Fuente: Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

Anexo 20. Ratios de rentabilidad



Fuente: Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

Anexo 21. Supuestos de la valorización de flujos de caja descontados

Gastos administrativos

Para estimar los gastos administrativos se revisó el porcentaje que éstos representan en relación con las ventas totales de los años 2010 al 2013.

Tabla I. Gastos administrativos de Enersur (en miles de USD)

	2010	2011	2012	2013
Ventas	398,909	416,709	496,128	609,917
Gastos administrativos	17,847	18,407	21,165	26,210
%	4.47%	4.42%	4.27%	4.30%

Fuente: Estados financieros de Enersur. Elaboración propia

Se estiman los gastos administrativos para la empresa en 4.36% del total de ventas.

Depreciación

Para estimar la depreciación se calculó un ratio de Depreciación/CAPEX medido en USD, el cual contempla el monto invertido en CAPEX durante los años 2011 al 2014 y la depreciación durante el mismo periodo de tiempo.

Tabla II. Depreciación estimada de Enersur (en miles de USD)

	2011	2012	2013	2014
(a) Depreciación	54,085	62,624	79,805	105,026
(b) Capex	95,370	122,205	165,811	173,529
(a) / (b) = Ratio	0.57	0.51	0.48	0.61

Fuente: Estados financieros de Enersur. Elaboración propia

Se estima el ratio de Depreciación/CAPEX para la empresa en USD 0.54

Capex

Para estimar el **Capex de inversión**, se revisaron los montos invertidos en la construcción de los 3 proyectos que Enersur tiene en cartera (CH Quitaraca, Ampliación Chilca Plus y Nodo Energético del Sur-NES), así como la proyección de la demanda de potencia 2015-2024 que se recoge de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión del COES, para determinar la capacidad en MW que la empresa debe tener con el objeto de satisfacer la demanda durante los próximos 10 años:

Tabla III. Potencia efectiva proyectada de Enersur (en MW)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Potencia efectiva en base a la proyección de demanda	1,745.44	1,930.46	2,185.28	2,364.48	2,577.28	2,713.87	2,868.57	3,029.20	3,165.52	3,279.48	3,400.82
Capacidad adicional necesaria para cubrir la demanda	-	-73.22	-220.27	200.54	-12.26	-148.86	-303.55	-464.19	-600.50	-536.26	-657.60

Fuente: Elaboración propia. 2015

En base a la capacidad instalada y el costo de los 3 proyectos de expansión que tiene la empresa, se estimó un costo medio USD/Kw por tipo de central, el cual se obtuvo mediante la división directa de la inversión por proyecto entre la capacidad en kW del proyecto.

Tabla IV. Costo medio por central (en USD/kW)

Proyecto	Tipo de central	Operación comercial	Construcción	Inversión (MUSD)	Capacidad (kW)	Costo Medio USD/kW
Quitarcasa	Hidroeléctrica	oct-15	2011-2015	495	112,000	4,420
ChilcaPlus	Termoeléctrica	dic-16	2014-2016	130	112,800	1,152
Nodo energético del sur	Termoeléctrica	mar-17	2014 - 2017	400	600,000	667

Fuente: Corporate presentation Enersur. Junio 2015. Elaboración propia.

El **capex de mantenimiento** se estimó en 1.8% del total de ventas.

Capital de trabajo

El capital de trabajo se estima en base a las diferencias de (i) las cuentas por cobrar, (ii) inventarios y (iii) cuentas por pagar a proveedores del año base y el año inmediato anterior.

Crecimiento a largo plazo

La tasa de crecimiento se estima de acuerdo a la inflación esperada a largo plazo, la cual se encuentra dentro del rango meta del BCRP. Estimamos el crecimiento a largo plazo de Enersur en 2%.

Anexo 22. Supuestos WACC y CAPM (datos al 30 de junio de 2015)

ENERSUR		DESCRIPCIÓN
Deuda US\$ (millones)	866.23	Deuda CP + Deuda LP
MKT cap US\$ (millones)	1,707.90	Nro acciones x Precio de la acción
D/E	50.72%	Estructura Deuda/Patrimonio
Tasa imponible (t)	28%	Impuesto a la renta
Beta desapalancado (β_u)	0.49	Beta para la industria energética

Beta re apalancado (β_l)	0.66
----------------------------------	------

Costo de capital		DESCRIPCIÓN
Tasa libre de riesgo (Rf)	2.36%	T-Bond 10y a junio de 2015
Beta re apalancado (β_l)	0.66	Beta con la estructura D/E de Enersur
Prima por riesgo (ERP)	4.60%	Diferencial S&P y Rf (1928-2014)
Riesgo país (CRP)	5.27%	Retornos mensuales SPBVL y bono Peru 2025

Costo de capital	10.68%
------------------	--------

WACC		DESCRIPCIÓN
Deuda/Deuda+Capital	33.70%	Estructura Deuda/Equity
Capital/Deuda+Capital	66.30%	Estructura Capital/Equity
Tasa imponible (t)	28%	Impuesto a la renta
Costo de la deuda (Kd)	6.44%	Tasa en dólares del 1er programa de bonos Enersur
Costo de capital (Ke)	10.68%	Costo de Capital

WACC	8.65%
------	-------

CAPM (Valor Terminal)		DESCRIPCIÓN
Tasa libre de riesgo (Rf)	3.11%	T-Bond 30y a junio de 2015
Beta (β)	1	Beta a largo plazo
Prima por riesgo (ERP)	4.60%	Diferencial S&P y Rf (1928-2014)
Riesgo país (CRP)	5.27%	Retornos mensuales SPBVL y bono Peru 2025

Costo de capital (VT)	13.0%
-----------------------	-------

WACC (Valor Terminal)		DESCRIPCIÓN
Deuda/Deuda+Capital	33.70%	Estructura Deuda/Equity
Capital/Deuda+Capital	66.30%	Estructura Capital/Equity
Costo de la deuda (Kd)	6.4%	Tasa en dólares del 1er programa de bonos Enersur
Costo de capital (Ke)	13.0%	Costo de Capital del Valor Terminal

Tasa imponible (t) 26% Impuesto a la renta

WACC (VT)	10.21%
-----------	--------

Anexo 23. Resumen de supuestos para la valorización

Inputs	Valor	Descripción	Fuente
1 Factor de carga	0.80	Para cada central	Estadística de Operación. COES SINAC. 2014
Factor de carga (proyecto)			
Quitaracsá	0.65	Mediana del factor de carga de C. Hidroeléctricas en 2014	Estadística de Operación. COES SINAC. 2014
Chilcaplus	0.80	Mediana del factor de carga de Centrales que operan con Ciclo Combinado	Estadística de Operación. COES SINAC. 2014
Nodo Energético Sur	0.80		Estimación propia
2 Producción de energía Gw/h	7,098.28	Generación bruta eléctrica en 2014	Memoria Enersur 2014
3 Precio de venta			
Venta energía a clientes libres	77.8	Precio Básico Energía (US\$ MW/h)	Reporte Estadístico Mercado Libre de Electricidad. OSINERGMIN. Agosto 2015
Venta energía a clientes regulados	25.3	Precio Básico Energía (US\$ MW/h)	
Venta energía en mercado spot	25.3	Precio Básico Energía (US\$ MW/h)	Fijación de los Precios en Barra (periodo Mayo 2015 - Abril 2016) - OSINERGMIN
Venta potencia firme	77.64	Precio Básico Potencia (US\$ KW año)	Ficha técnica Ilo 31. OSINERGMIN
Venta potencia reserva fría	7,190	US\$ MW/mes	Ficha técnica Nodo Energético. OSINERGMIN
Venta potencia Nodo Energético	5,750	US\$ MW/mes	Estados Financieros Enersur 2011-2014
Venta de peaje	13.57%	promedio de ventas por peaje/ventas totales de los años 2011-2014	
4 Costo de ventas	12.4	Costo unitario Central Hidroeléctrica (US\$ MW/h)	Estimación propia
	39.4	Costo unitario Central Termoeléctrica (US\$ MW/h)	Estimación propia
5 Gastos administrativos	4.36%	promedio gastos administrativos/ventas totales de los años 2010-2013	Estimación propia
6 Depreciación	0.54	USD por cada 01 USD de Capex invertido	Estimación propia
7 CAPEX			
Inversión		en base a la demanda proyectada al 2024 y al costo promedio por tipo de central (USD/kW)	Estimación propia
Mantenimiento	1.80%	del total de ventas	Estimación propia
8 Capital de Trabajo		considerando (i) las cuentas por cobrar, (ii) inventarios y (iii) cuentas por pagar a proveedores del año base y el año inmediato anterior	Estimación propia
9 Inflación	2.00%	Rango meta de la Reserva Federal de los EE.UU.	Reserva Federal EE.UU.
10 Crecimiento a largo plazo	2.00%		Estimación propia

Fuente: Elaboración propia. 2015.

Anexo 24. Valorización por Múltiplos

COMPAÑÍAS	Precio por Acción (PPA)	# Acc	Capital Bursatil	Beneficio Neto (BN)	Beneficio por Acción (BPA)	Deuda Neta	Ebitda	Ebitda/#acc	Enterprise Value (EV)	PER	EV / EBITDA
ENERSUR	\$ 2.76	601.4	\$ 1,659.8	\$ 181.46	0.302	\$ 922.34	\$ 320.54	\$ 0.53	\$ 4.29	9.1	8.1
EDEGEL-COMUN	\$ 0.79	2,616.1	\$ 2,072.6	\$ 142.64	0.055	\$ 159.53	\$ 284.17	\$ 0.11	\$ 0.85	14.5	7.9
COLBUN SA	\$ 0.24	17,536.2	\$ 4,185.0	\$ 204.66	0.012	\$ 1,174.12	\$ 583.79	\$ 0.03	\$ 0.31	20.4	9.2
CELSIA SA ESP	\$ 0.88	719.6	\$ 634.7	\$ -61.21	-0.085	\$ 1,161.15	\$ 248.87	\$ 0.35	\$ 2.50	- 10.4	7.2
ENDESA (CHILE)	\$ 0.83	8,201.8	\$ 6,834.3	\$ 601.93	0.073	\$ 1,138.11	\$ 792.70	\$ 0.10	\$ 0.97	11.4	10.1
TRACTEBEL	\$ 8.47	652.7	\$ 5,527.1	\$ 457.23	0.700	\$ 467.04	\$ 946.00	\$ 1.45	\$ 9.18	12.1	6.3
CEMIG	\$ 1.55	838.1	\$ 1,298.9	\$ 759.23	0.906	\$ 2,961.93	\$ 1,383.07	\$ 1.65	\$ 5.08	1.7	3.1
DUKE ENERGY	\$ 71.39	688.8	\$ 49,172.9	\$ 2,816.00	4.088	\$ 42,345.00	\$ 9,411.00	\$ 13.66	\$ 132.87	17.5	9.7
ENEL SPA	\$ 4.25	10,166.7	\$ 43,173.4	\$ 2,437.58	0.240	\$ 45,273.19	\$ 19,436.25	\$ 1.91	\$ 8.70	17.7	4.6
										16.5	7.5

ANÁLISIS DE ENERSUR

Tipo	Acción
Según EV/EBITDA	\$ 3.98
Precio Por Acción-Enersur	\$ 2.76

Acción por debajo de su valor

Tipo	Acción
Según PER	\$ 4.99
Precio Por Acción-Enersur	\$ 2.76

Acción por debajo de su valor

TC (30/06/2015) 3.169

Tipo	Valor de la Acc.
Según EV/EBITDA	S/. 12.61
PPA-Enersur	S/. 8.75

Tipo	Valor de la Acc.
Según PER	S/. 15.81
PPA-Enersur	S/. 8.75

Fuente: Bloomberg. Elaboración propia. 2016

Anexo 25. Flujo de caja proyectado (en miles de dólares)

USD	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Venta	565,768	617,809	737,954	761,997	775,959	790,196	1,016,828	1,036,305	1,173,293	1,195,899
Costo de Venta	(275,522)	(302,829)	(334,643)	(341,335)	(348,162)	(355,125)	(531,350)	(541,977)	(613,632)	(625,905)
Margen Bruto	290,246	314,980	403,311	420,661	427,797	435,071	485,478	494,328	559,660	569,994
Gastos Administrativos	(24,688)	(26,959)	(32,202)	(33,251)	(33,860)	(34,481)	(44,371)	(45,221)	(51,198)	(52,185)
EBIT	265,558	288,021	371,110	387,410	393,937	400,590	441,108	449,108	508,462	517,809
Impuestos	(92,414)	(100,231)	(129,888)	(135,594)	(139,060)	(141,408)	(155,711)	(158,535)	(179,487)	(182,787)
Depreciación	136,742	137,249	114,956	109,611	109,747	109,886	58,484	58,674	60,009	60,230
UT. OPERAT. DESP. IMP	309,886	325,039	356,178	361,428	364,624	369,068	343,881	349,247	388,984	395,252
CAPEX	(252,514)	(253,451)	(212,283)	(202,413)	(202,664)	(202,920)	(108,000)	(108,350)	(110,816)	(111,223)
Inv.Capital de Trabajo	(144,754)	(13,325)	(30,763)	(6,156)	(3,575)	(3,645)	(58,029)	(4,987)	(35,076)	(5,788)
Perpetuidad										3,387,555
FCF	(87,382)	58,264	113,132	152,859	158,385	162,502	177,853	235,910	243,093	3,665,796
VAN	2,306,312									

Fuente: Elaboración propia. 2016

Anexo 26. Estado de Situación Financiera (en miles de dólares)

USD	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Caja bancos	31,298	28,477	62,913	72,275	49,606	62,997	90,330	86,447	85,438	87,104
Cuentas por cobrar	109,795	119,894	143,210	147,876	150,585	153,348	197,329	201,109	227,693	232,080
Inventarios	88,412	96,545	115,320	119,077	121,259	123,483	158,899	161,943	183,350	186,882
otras ctas act / cte	9,067	9,901	11,827	12,212	12,436	12,664	16,296	16,608	18,804	19,166
Activo corriente	238,573	254,817	333,270	351,440	333,886	352,492	462,855	466,107	515,285	525,233
Activo fijo neto	1,564,127	1,708,000	2,040,154	2,106,623	2,145,223	2,184,583	2,811,132	2,864,978	3,243,696	3,306,193
Otros Activos LP	56,226	61,397	73,337	75,727	77,114	78,529	101,052	102,987	116,601	118,848
Intagibles	57,457	62,742	74,943	77,385	78,803	80,249	103,265	105,243	119,155	121,450
Activo no corriente	1,677,810	1,832,140	2,188,435	2,259,734	2,301,140	2,343,362	3,015,448	3,073,208	3,479,451	3,546,491
Total Activos	1,916,382	2,086,957	2,521,705	2,611,174	2,635,026	2,695,854	3,478,303	3,539,315	3,994,737	4,071,724
Deudas Financieras CP	255,063	278,525	332,690	343,529	349,823	356,242	458,413	467,194	465,478	485,229
Provedores CP	53,343	58,249	69,577	71,844	73,160	74,503	95,871	97,707	110,623	112,754
Otras Ctas por Pagar	11,318	12,359	14,763	15,244	15,523	15,808	20,341	20,731	23,471	23,924
Pasivo corriente	319,724	349,133	417,029	430,616	438,506	446,552	574,625	585,632	599,572	621,907
Prestamos LP	748,251	817,077	975,974	1,007,771	1,026,237	1,045,067	1,344,796	1,370,555	1,551,727	1,581,625
Otros Pasivos LP	88,079	96,181	114,885	118,628	120,802	123,018	158,300	161,333	182,659	186,178
Pasivo no corriente	836,330	913,258	1,090,859	1,126,400	1,147,039	1,168,085	1,503,097	1,531,888	1,734,386	1,767,803
Total Pasivos	1,156,054	1,262,392	1,507,889	1,557,016	1,585,545	1,614,637	2,077,722	2,117,520	2,333,958	2,389,710
Capital social	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079	219,079
Reservas legales	49,841	54,426	65,010	67,128	68,358	69,612	89,578	91,293	103,361	105,353
Utilidades retenidas	491,408	551,060	729,727	767,951	762,044	792,526	1,091,924	1,111,423	1,338,338	1,357,582
Patrimonio	760,328	824,565	1,013,816	1,054,158	1,049,481	1,081,217	1,400,581	1,421,795	1,660,779	1,682,014
Pasivo y patrimonio	1,916,382	2,086,957	2,521,705	2,611,174	2,635,026	2,695,854	3,478,303	3,539,315	3,994,737	4,071,724

Fuente: Elaboración propia. 2016

Anexo 27. Estado de Ganancias y Pérdidas (en miles de dólares)

USD	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ventas	565,768	617,809	737,954	761,997	775,959	790,196	1,016,828	1,036,305	1,173,293	1,195,899
Costo de Ventas	(275,522)	(302,829)	(334,643)	(341,335)	(348,162)	(355,125)	(531,350)	(541,977)	(613,632)	(625,905)
Resultado Bruto	290,246	314,980	403,311	420,661	427,797	435,071	485,478	494,328	559,660	569,994
Gastos Administrativos	(24,688)	(26,959)	(32,202)	(33,251)	(33,860)	(34,481)	(44,371)	(45,221)	(51,198)	(52,185)
Result Operativo EBIT	265,558	288,021	371,110	387,410	393,937	400,590	441,108	449,108	508,462	517,809
Ingresos (gastos) Financie	(33,380)	(36,451)	(43,539)	(44,958)	(45,782)	(46,622)	(59,993)	(61,142)	(69,224)	(70,558)
Resultado antes Impuesto:	232,178	251,570	327,571	342,453	348,155	353,968	381,115	387,966	439,238	447,251
Impuesto a las Ganancia	(80,798)	(87,547)	(114,650)	(119,858)	(122,899)	(124,951)	(134,534)	(136,952)	(155,051)	(157,880)
Ganancia/Perdida Neta	151,380	164,024	212,921	222,594	225,256	229,017	246,581	251,014	284,187	289,371

Fuente: Elaboración propia. 2016

Anexo 28. Bibliografía

Lira, Raymundo (2011). *Manual para la modelación financiera de activos de generación eléctrica en Chile. Internado en empresa J.P. Morgan Chase & Co.* Santiago, Chile

Vera, Rafael, Paredes, Carlos y Defilippi, Enzo (2013). *Mercado eléctrico en el Perú: Balance de corto plazo y agenda pendiente*. 18° ed. Lima: Universidad de San Martín de Porres-Instituto del Perú.

Enersur (2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015). Estados financieros auditados.

Enersur (2015T2). Estados financieros no auditados.

Enersur (2014, 2015). Memoria anual.

Ruiz, Manuel (2015). “Sector eléctrico: Balance oferta-demanda (2015-2018)”. *Moneda*, 2015, núm. 163, p. 43-47.

Pereda, Fernando y Rabanal, Alejandro (2014). “Enersur – Eye of the tiger”. En: *Engie Energía Perú*. 25 de julio de 2014. Fecha de consulta: 21/09/2015. <http://www.engie-energia.pe/wp-content/uploads/2015/09/analistas_25-07-14.pdf>.

Tejada, María y Alcalde, Juan (2015). “Enersur S.A.-Informe de clasificación”. En: *Equilibrium*. 1 de octubre de 2015. Fecha de consulta: 09/11/2015. <<http://www.equilibrium.com.pe/Enersur.pdf>>.

Banco Central de Reserva del Perú (2015). “Reporte de inflación”. En: *BCRP*. Setiembre de 2015. Fecha de consulta: 20/10/2015. <<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2015/setiembre/reporte-de-inflacion-setiembre-2015.pdf>>.

COES-SINAC (2014). “Estadística de operación 2014”. En: *COES-SINAC*. 31 de diciembre de 2014. Fecha de consulta: 16/11/2015. <<http://portal.coes.org.pe/post-operacion/Publicaciones/WebPages/estadisticaanual.aspx>>.

COES-SINAC (2014). “Propuesta de actualización del plan de transmisión 2015-2024 versión preliminar”. En: *COES-SINAC*. 4 de abril de 2014. Fecha de consulta: 16/11/2015. <<http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=1f4a7711-ae1e-4bd4-9b96-fa0638c77652>>.

COES-SINAC (2002). “Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC”. En: *COES-SINAC*. 25 de setiembre de 2002. Fecha de consulta: 16/11/2015. <<http://www.coes.org.pe/coes/Procedimientos/glosario.pdf>>.

Enersur (2015). “Prospecto macro tercer programa de bonos corporativos de Enersur”. En: *Sociedad del Mercado de Valores*. 28 de octubre de 2015. Fecha de consulta: 23/11/2015. <<http://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/Prospecto%20Marco%20I.pdf>>.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2015). “Informe para la publicación de resolución que fija los precios en barra. Periodo mayo 2015-abril 2016”. En: *Osinergmin*. Abril de 2015. Fecha de consulta: 29/10/2015. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2015/Informe-No.0206-2015-GART.pdf>>.

Ministerio de Energía y Minas (2014). “Plan energético nacional 2014-2025”. En: *Minem*. Noviembre de 2014. Fecha de consulta: 14/12/2015. <http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=10&idTitular=6397>.

Universidad ESAN (2015). “Consultoría para el análisis y procesamiento de la información económica financiera 2014-2015”. En: *Osinergmin*. Junio de 2015. Fecha de consulta: 04/12/2015. <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/publicaciones/gart-card/GartCard2016-01/Master%20Disco%20%20-%20Publicaciones/archivos/contenido/pdf/InfEconFin/Financiera2015T2.pdf>.

Fernández, Pablo (2008). *Métodos de valoración de empresas*. [En línea]. Navarra: IESE Business School - Universidad de Navarra. Fecha de consulta: 14/08/2015. Disponible en: <<http://www.iese.edu/research/pdfs/di-0771.pdf>>.

Enersur (2015). *Corporate presentation*. [Powerpoint]. Lima: Enersur.

Notas biográficas

Hilda María Herrera Chirinos

Licenciada en Economía, egresada de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Especialización en Finanzas y Contabilidad – Centrum de la PUCP, y en Negocios – ESAN. Egresada de la Maestría en Finanzas de la Universidad del Pacífico.

Más de doce años de experiencia profesional en gestión financiera, contabilidad y administración. Experiencia manejando equipos de trabajo y proyectos financieros de alto impacto. Se ha desempeñado en empresas multinacionales de servicios e industriales, siendo actualmente *Controller* en la empresa alemana CHT.

Percy Giancarlo León Castillo

Licenciado en Administración, egresado de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Tiene 8 años de experiencia en las áreas financieras y de control de gestión en los sectores minería e hidrocarburos. Actualmente es analista de planeamiento financiero en el Grupo PRIMAX.

Gelimer Johan Villalobos Ayala

Contador Público Colegiado, egresado de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

Tiene 10 años de experiencia en el área de finanzas. Se ha desempeñado en empresas de consumo masivo, alimentos, construcción, siderúrgica y agrícola. Actualmente es Jefe de Tesorería de Agrícola Hoja Redonda (Grupo Breca).