

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Fecha de comité: 11 de abril de 2016 con EEEF ¹ al 30 de setiembre del 2015		Sector Eléctrico, Perú
Aspecto o Instrumento Clasificado	Clasificación	Perspectiva
Acciones Comunes	Primera Clase, Nivel 1	Estable
Tercer Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.	pAAA	Estable
Cuarto Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.	pAAA	Estable
Quinto Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.	pAAA	Estable
Equipo de Análisis		
Mariella Giuliana Pajuelo L. mpajuelo@ratingspcr.com	Carla Miranda P. cmiranda@ratingspcr.com	(511) 208.2530

Primera Clase, Nivel 1: Las acciones clasificadas en esta categoría son probablemente las más seguras, estables y menos riesgosas del mercado. Muestran una muy buena capacidad de generación de utilidades y liquidez en el mercado.

Categoría pAAA: Emisiones con la más alta calidad de crédito. Los factores de riesgo son prácticamente inexistentes.

“La información empleada en la presente clasificación proviene de fuentes oficiales; sin embargo, no garantizamos la confiabilidad e integridad de la misma, por lo que no nos hacemos responsables por algún error u omisión por el uso de dicha información. Las clasificaciones de PCR constituyen una opinión sobre la calidad crediticia y no son recomendaciones de compra y venta de instrumentos.”

Racionalidad

En comité de clasificación de riesgo, PCR decidió ratificar la clasificación de las acciones comunes de Edegel en Primera Clase, Nivel 1, y al Tercer, Cuarto y Quinto Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A. en AAA. La clasificación se soporta en la posición privilegiada de la Compañía derivada de su amplia capacidad de generación, lo cual le permite suscribir importantes contratos de suministro de largo plazo, así como del contrato a precio fijo que mantiene para su abastecimiento de gas natural, y el respaldo de *know how* del Grupo Enel. La alta calidad crediticia de Edegel y Subsidiaria se refuerza periodo a periodo por el crecimiento sostenido de su generación operativa, así como por la disminución de su deuda financiera.

Resumen Ejecutivo

- **Líder en generación y potencia efectiva.** La Compañía ostenta una potencia efectiva instalada que le permite ubicarse dentro de las generadoras más grandes en Perú, resaltando que es dueña de una de las tres centrales de ciclo combinado existentes en el país. Su participación en el subsector de generación eléctrica la ubica en una posición privilegiada para suscribir contratos de suministro de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. Sus contratos tienen vencimiento principalmente en el mediano y largo plazo, por lo que buena parte de sus ingresos son estables, resaltando que la mayor parte de la culminación de los mismos, se dará en el 2025.
- **Aumento de capacidad en el mediano plazo.** La construcción del Proyecto Hidroeléctrico Curibamba, tomaría alrededor de 5 años en promedio, tendrá una potencia de 192 MW, un caudal de diseño de 86 m³/s, una producción anual de 1,010 GWh, y una línea de transmisión hasta la SE Pachacaca, conectada al SEIN por medio de la subestación de la Oroya. Con ello, la potencia se incrementará en 192 MW.
- **Contrato de abastecimiento de gas natural.** El gas natural es uno de los principales insumos utilizados para la producción termoeléctrica, por lo que la Compañía mantiene un contrato de adquisición de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea (a precio fijo), con vencimiento en agosto de 2019, con lo cual se encuentra protegida contra la variación de los precios internacionales, además de acceder a una fuente más barata en comparación a otros combustibles. La logística del gas natural está asegurada mediante contratos de largo plazo con Transportadora de Gas del Perú, con vencimiento en enero de 2034, y con Gas Natural de Lima y Callao, con vencimiento en agosto de 2019.
- **Crecimiento del resultado neto y mejores márgenes.** El resultado del ejercicio presenta una tendencia creciente a lo largo de los años, sustentada principalmente en la venta de energía y potencia. A pesar de la disminución presentada durante los primeros seis meses del año como consecuencia del menor dividendo declarado por una empresa asociada, así como menores ingresos financieros, y pérdida por diferencia de cambio, al 3T15 se retoma la tendencia creciente del mismo.
- **Fortalecimiento de perfil crediticio.** Sustentado en la amortización parcial de sus bonos corporativos, lo cual junto a su creciente generación operativa se derivan en una mejora de la posición de Edegel y Subsidiaria para afrontar sus obligaciones, reflejado en la tendencia decreciente del *payback* y su holgado nivel de cobertura.
- **Adecuado niveles de liquidez y gestión del circulante.** Los niveles de liquidez de la Compañía se encuentran en un nivel adecuado en línea con la mayor generación de efectivo. Asimismo, es de mencionar su holgado ciclo de conversión neto. Como parte de la gestión del circulante, la Compañía mantiene líneas de crédito con las empresas del Grupo Enel por el monto de USD 55.50 MM, además de mantener líneas comprometidas por S/. 101.50 MM con instituciones financieras locales a fin de afrontar problemas de liquidez en caso se presentaran.
- **Respaldo del Grupo Enel.** Edegel y Subsidiaria recibe respaldo en temas de *know how* de Enel SpA (clasificación internacional de largo plazo Baa2 por Moody's, BBB por Standard & Poor's y BBB+ por Fitch Ratings) la cual posee amplia experiencia en el sector, siendo la principal empresa generadora en Italia y una de las principales en Europa.

¹No Auditados.

Análisis Sectorial

Estructura del Sector

La industria de energía eléctrica en el Perú se encuentra dividida en tres subsectores: i) Generación, encargado de la producción de energía a través de diversas fuentes, entre las que destacan la generación hidroeléctrica, y termoeléctrica, esta última utiliza como insumos gas natural, carbón y petróleo; ii) Transmisión, encargado de la propagación de la electricidad mediante líneas de transmisión hasta una subestación, cuyos transformadores convierten la electricidad de alto voltaje a electricidad de menor voltaje, y; iii) Distribución, mediante el cual se reparte la electricidad desde las subestaciones hacia los consumidores finales. Los clientes del sector eléctrico se dividen en dos categorías, resaltando que aquellos usuarios cuya demanda de potencia tenga como límite inferior 200 Kw y como límite superior 2,500 Kw pueden optar entre la condición de usuario "regulado" o la condición de usuario "libre".

- Clientes Regulados. Alrededor de 6.45 millones de clientes². Son aquellos usuarios sujetos a la regulación del precio de la energía y de la potencia y que se encuentran dentro de la concesión del distribuidor, con demandas de potencia que no superan los 200 Kw. La tarifa eléctrica regulada es fijada periódicamente por OSINERG, de acuerdo con los criterios, las metodologías y los modelos económicos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento.
- Clientes Libres. 275 grandes consumidores de electricidad (importantes complejos mineros, comerciales e industriales) con una demanda de potencia superior a 2,500 Kw cada uno. Los precios de carga y energía y otras condiciones de suministro de electricidad a los clientes libres se negocian libremente. El proveedor puede ser una empresa de generación, de distribución o cualquier otro proveedor minorista. Los clientes que se encuentren entre los 200 Kw y se ubiquen por debajo de los 2,500 Kw, pueden elegir entre ser considerado como clientes libres o regulados.

Entorno Energético

El consumo eléctrico se encuentra muy relacionado a la actividad económica de un país, observándose una relación directa. En ese sentido, el coeficiente de correlación entre el PBI del Perú y la generación eléctrica es elevado, esto se evidenció durante el tercer trimestre del 2015 donde la producción nacional creció en mayor medida a lo observado en el año anterior (3T2015: 2.9%, 3T2014: 1.8%)³ apoyado en el crecimiento del PBI primario por la recuperación de la minería metálica, sector agropecuario y pesca; mientras que la producción de electricidad también incrementó su ritmo de crecimiento (Set2015: 6.09%, Set2014: 5.0% variación por 12 meses)⁴ debido a la mayor demanda de electricidad por parte de la manufactura y la minería. Estos resultados, vienen siendo apoyados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERGMIN que en un estudio técnico para la fijación de precios en barra⁵, estimó que para el año 2015, la demanda de potencia (MW) tendría un crecimiento de 5.5% (2013/2014: 2.9%, 2012/2013: 5.4%) y la demanda de energía (GWh) tendría un crecimiento de 5.1% (2013/2014: 5.0%, 2012/2013: 5.8%). Además, los indicadores muestran la favorable recuperación del PBI en los últimos meses, así la proyección del crecimiento de la economía nacional para el año 2015 es de 3.1%⁶ (2013/2014: 2.4%) según lo analizado por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP).

Para el 3T2015, la estructura de producción eléctrica peruana se concentró en la generación termoeléctrica que alcanzó 6,028 GWh (54.34%, 3T2014: 53.54%). Mientras que las centrales hidroeléctricas generaron 4,708 GWh (42.44%, 3T2014: 43.85%). Por su parte, la producción de energía con recursos energéticos renovables (RER⁷) ha aumentado considerablemente su participación, pasando de 2.61% en el tercer trimestre del 2014 a 3.22% en el mismo periodo del 2015. Por otro lado, con la culminación del Gasoducto del Sur Peruano (que tiene plazo de finalización hasta el 2019) se podrá transportar gas natural de Camisea a la zona sur del Perú, por lo que se espera aumenten los proyectos de centrales termoeléctricas en esta zona, de este modo se logrará descentralizar en parte la concentración de producción de electricidad de la zona centro (85.4% de la producción anual, y 73.4% de la potencia instalada en el 2014⁸), causado fundamentalmente por dificultades de transporte. Mientras es ejecutado dicho proyecto, vienen construyéndose dos centrales de generación a diesel, en Mollendo (Central Térmica Puerto Bravo) e Ilo (Central Térmica Ilo), con una capacidad de 500 MW cada una, las cuales esperan reemplazar el diesel por el gas natural cuando sea disponible.

Generación

La generación total de energía eléctrica a nivel nacional durante el tercer trimestre del 2015 ascendió a 11,093 GWh, mostrando un incremento de 674 GWh (+6.47%) respecto al mismo periodo del 2014, explicado principalmente por la mayor producción térmica (+449.45 GWh, +8.1%) e hidráulica (+139.53 GWh, +3.1%), la producción por RER también se incrementó considerablemente (+85.23, +31.3%). Entre las empresas por grupo económico que contribuyeron con este resultado fueron: i) El Estado (24.1% del total), a través de Electroperú (16.9% del total), Egasa (3.1%), San Gabán (1.3%), Egamsa (2.2%) y Egesur (0.6%), ii) el Grupo Enel (20.2% del total), a través de Edegel (17.6% del total), Chinango (1.3%) y Empresa Eléctrica de Piura (1.3%), iii) Enersur (15.3% del total), iv) Fenix Power (7.1%), y v) Kallpa Generación (16.0% del total).

Cabe resaltar que Fénix Power incrementó su producción en 57.15% para el tercer trimestre del 2015 (855.67 GWh), comparado con el del 2014 (544.48 GWh), explicado por el inicio de operaciones en enero 2015 de su central termoeléctrica de ciclo combinado

² Fuente: MINEM. Actualizado a diciembre 2014.

³ Estadísticas Trimestrales del BCRP.

⁴ Informe Mensual COES-SINAC Setiembre 2015

⁵ Informe para la publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra. Periodo mayo 2015 – abril 2016. Informe N° 0135-2015-GART.

⁶ Ídem.

⁷ Se denomina RER a los Recursos Energéticos Renovables tales como biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz e hidráulicas cuya capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

⁸ Estadística de Operación 2014 COES-SINAC.

ubicada en Chila (de 570 MW de capacidad), la cual, además, producirá agua potable tras un proceso de desalinización del agua de mar. Durante el tercer trimestre del 2015, la demanda máxima de potencia eléctrica en el SEIN fue de 5,900 MW, mayor en 308 MW (+5.5%) a lo registrado para el mismo corte en el 2014 (5,592 MW). Sin embargo la demanda máxima de potencia eléctrica durante lo que va del año fue de 6036 GWh.

Tarifa eléctrica

Las tarifas eléctricas presentan una tendencia creciente ininterrumpida desde el año 2008, el cual se sustenta en el incremento tanto de los precios libres como regulados. Así, a partir de setiembre 2015, en el SEIN se reajustaron las tarifas del servicio público de electricidad en promedio de 0.8% para los usuarios residenciales, comerciales e industriales (Set.2014: reajuste promedio de 0.4%). Mientras que para los sistemas aislados, las tarifas tendrán un impacto promedio de -7.9% para los usuarios residenciales y -13.4% para los usuarios comerciales e industriales (Set.2014: no hubo reajuste para los sistemas aislados). Esta variación tarifaria se explica por i) el incremento de los precios de transmisión y distribución por la depreciación del tipo de cambio y el Índice de Precios al Por Mayor, ii) el inicio de operación de SGT Línea Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV, iii) y por la actualización de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados motivado por la reducción de los precios de los combustibles Diesel 2 y Residual 6⁹.

A nivel internacional, las tarifas del mercado eléctrico peruano se encuentran muy por debajo del promedio de los países latinoamericanos. La competitividad del Perú, en cuanto a las tarifas eléctricas se debe a la gran concentración de centrales hidroeléctricas en su matriz eléctrica, además a los bajos costos del gas natural, principal insumo de las centrales termoeléctricas. Según datos del COES, el precio en barra promedio fue de USD 40.24/MWh para el 2014 (USD 40.20/MWh al 2013). El precio remunera los costos fijos y variables de las centrales de la generación eléctrica e incluyen la tarifa de sistema principal y garantizado de transmisión. Por otro lado, el Sub Comité de Generadores del COES, en el proceso de fijación de precios de barra periodo mayo 2015 – abril 2016, propone que el precio de referencia en la subestación base Santa Rosa 220 kV sea 36.2 USD/MWh (38.1 USD/MWh propuesto en el 2013).

Proyectos de inversión

Con el objetivo de incrementar la potencia efectiva del parque generador (oferta de energía eléctrica), la capacidad y el alcance de las redes de transmisión se estima una inversión privada para el periodo 2015-2017 por un monto aproximado de USD 4,967 MM¹⁰, para el sector eléctrico. Proyectos como la Línea de Transmisión Carhuaquero Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba y las Centrales hidroeléctricas Colca y Acco Pucará ya iniciaron su construcción; cabe señalar que en conjunto representan inversiones de alrededor de US\$ 500 millones. Entre los proyectos a realizarse en los próximos años tenemos: a la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila (510MW), Central Hidroeléctrica Chaglla (456 MW), Centrales Térmicas Puerto Bravo e Ilo (500 MW cada una), Línea de Transmisión 220 KV Moyobamba-Iquitos y Línea de Transmisión 500 KV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo.

El transporte de gas natural, principal insumo para la generación termoeléctrica, está a cargo de Transportadora de Gas Natural del Perú (TgP), y es el único sistema de transporte, cuya capacidad, a pesar de sus dos ampliaciones, -la primera en el 2009, y la segunda en el 2010-, se encuentra totalmente contratada. Es así que se observa un alto grado de dependencia del gas natural, no obstante, se ha iniciado una nueva expansión del gasoducto, la cual estará culminada para el año 2015. El Plan estratégico Energético Nacional 2014-2025¹¹, enfatiza la mayor producción hidroeléctrica, resaltando la incorporación de 2,000 MW al 2018, los cuales se encuentran en actual construcción, además de 1,200 MW entre los años 2020 y 2021. La mayor participación de la generación termoeléctrica con turbinas en ciclo simple de gas natural y con centrales de ciclo combinado en el sur del país consolidará la descentralización de la generación energética.

PRINCIPALES ANUNCIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO: 2015-2017	
Enersur, Kallpa Generación	Nodo energético del Sur
Quimpac S.A, Inkia Energy	Central Hidroeléctrica Cerro del Águila
Inevante	Centrales Hidroeléctricas Acco Pucará
Interconexión Eléctrica (ISA)	Línea de Transmisión 500 KV-Marcona-Socabay-Montalvo y subestaciones asociados
Odebrecht S.A.C	Central Hidroeléctrica Cerro de Chaqlla
Odebrecht S.A.C	Central Hidroeléctrica Belo Horizonte
Isolux de México, Isolux Ingeniería de España	Lt Moyobamba-Iquitos (220Kv)
Corsán-Corviam; Energy y Enex	Central Hidroeléctrica Molloco
Generación Eléctrica Las Salinas	Parque Eólico Samaca
Termochilca S.A.C	Central Térmica Santo Domingo de Olleros-Ciclo Combinado

Fuente: BCRP/Elaboración: PCR

Aspectos Fundamentales

Reseña

El origen de Edegel se remonta a la constitución de Empresas Eléctricas Asociadas en el año 1906, empresa privada dedicada a la generación, transmisión y distribución de electricidad, la cual fue estatizada en el año 1974. Luego, mediante la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, el Estado Peruano aprobó la separación de la compañía estatal (Electrolima) en tres diferentes unidades de negocio (generación, transmisión y distribución). Es por ello que en enero de 1994,

⁹ Informe mensual Tarifas y Mercado Eléctrico Setiembre 2015

¹⁰ Reporte de Inflación Setiembre 2015. BCRP

¹¹ Elaborado por la Dirección General de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y Minas

se crea la Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. (EDEGEL), dedicada únicamente al negocio de generación eléctrica de Electrolima.

El 30 de noviembre de 1995, Edegel fue transferida al sector privado a raíz de la venta del 100% de las acciones de clase "A" al consorcio Generandes, lo que finalmente dio lugar en 1996 a la constitución una nueva sociedad, denominada Edegel S.A. (Edegel), que absorbió los activos y pasivos correspondientes a la generación de electricidad. En este proceso, Edegel adquirió el Convenio de Estabilidad Jurídica que el Estado Peruano había celebrado con Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.

Posteriormente, en el año 1998 se llevó a cabo la modificación de su estatuto social con el fin de adaptarse a su condición actual de sociedad anónima abierta, con lo cual cambió su razón social a Edegel S.A.A. (en adelante, Edegel). En junio de 2006, se dio la fusión por absorción de Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. (Etevensa) – empresa perteneciente a Endesa Chile- por parte de Edegel. A raíz de la fusión, Edegel añadió la planta termoeléctrica de Ventanilla a su portafolio de generación eléctrica, mientras que se hizo responsable de las obligaciones resultantes de la adjudicación.

Subsidiaria

El 14 de abril del 2000, Edegel y Peruana de Energía S.A. (en adelante, Perené), firmaron un acuerdo de asociación con el objeto de desarrollar los proyectos hidroeléctricos de Yanango y Chimay. Posteriormente, dicho contrato fue resuelto, con lo que Edegel se convirtió en la propietaria de ambos proyectos, mientras que Perené pasó a ser un financista de los mismos. El 01 de diciembre de 2005, Perené solicitó la constitución de una empresa con los activos, pasivos y derechos de ambas centrales, por lo que Chinango S.A.C. (en adelante, Chinango) fue constituida mediante escritura pública el 24 de marzo de 2008, con el objetivo de llevar a cabo actividades de generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica. Chinango entró en operación el 31 de mayo de 2009. Edegel posee el 80% del capital social de Chinango y el 20% restante es propiedad de Perené.

Grupo económico

Edegel, matriz de Chinango, pertenece al grupo Generandes Perú S.A. (en adelante, Generandes), empresa dedicada a actividades relacionadas con la generación eléctrica, directamente o a través de sociedades con objeto social similar, y a adquirir, mantener, explotar y vender inversiones en activos de sociedades dedicadas a generación eléctrica; su actividad actualmente es ser titular del 54.20% de las acciones de la empresa. Generandes forma parte de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante, Endesa Chile) es la principal generadora eléctrica en Latinoamérica, resaltando Chile, Colombia y Perú, así como la principal empresa eléctrica de España, y cuenta con clasificación BBB por Standard & Poor's (perspectiva positiva), BBB+ por Fitch Ratings y Baa2 por Moody's, con perspectiva estable, y esta pertenece al Grupo Económico Enel S.p.A (en adelante, Enel), a través de Enersis S.A., una de las principales multinacionales eléctricas de Latinoamérica. Durante diciembre 2015, Moody's rebajó la clasificación de riesgo de Enersis de Baa3 a Baa2 con perspectiva estable, dado que a raíz de la reorganización del de la compañía, Enersis ya no tendrá acceso a las utilidades provenientes de Chilectra, así como de las empresas de origen Chileno que forman parte del Grupo.

Enel, propietaria del 59.98% de las acciones de Endesa S.A. (a través de su subsidiaria, Enel Iberoamérica, S.R.L), con clasificación internacional de largo plazo Baa2 por Moody's (perspectiva estable), BBB por Standard & Poor's (perspectiva positiva) y BBB+ por Fitch Ratings (perspectiva estable); es la empresa energética más grande de Italia dedicada a la producción y distribución de electricidad y gas natural. Sus principales operaciones se concentran en Europa, América Latina (a través de Endesa) y América del Norte, asimismo, cuenta con presencia en África.

El 03 de setiembre del 2014 Enersis S.A. (perteneciente al Grupo Enel) adquirió la totalidad de las acciones de las que INKIA Americas Holding era titular indirectamente en Generandes S.A. (a través de Southern Cone Power Perú), equivalentes al 39.01% de las acciones emitidas por esta última, con lo cual el Grupo Enel es propietario del 100% de las acciones de Generandes.

Es de mencionar que dentro del Grupo se está llevando a cabo una reorganización societaria (división de Enersis) con el fin de separar las actividades de generación y distribución en Chile y el resto de operaciones fuera del mencionado país. Se resalta que las operaciones derivadas de la reorganización no requerirían aportes adicionales de recursos por parte de los accionistas, y no tendría impacto alguno en las operaciones de Edegel, salvo la transferencia directa y/o indirecta de acciones emitidas por la Compañía entre empresas pertenecientes al Grupo Enel, esto sin alterar la unidad de decisión y control dentro de Edegel.

Accionariado

Al 30 de setiembre de 2015 la composición accionaria es la siguiente:

ESTRUCTURA ACCIONARIAL			
Accionista	Participación	Nacionalidad	Grupo Económico
Generandes Perú S.A.	54.20%	Peruana	Generandes Perú
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	29.40%	Chilena	Enel
AFP Prima Fondo 2	3.45%	Peruana	Grupo Credicorp
Otros accionistas	12.95%	-	-

Fuente: Edegel S.A.A. / Elaboración: PCR

Directores y Plana Gerencial

En enero de 2015, se aceptó la renuncia del Sr. Ignacio Blanco Fernández como Presidente del Directorio, cargo que desempeñó por 5 años, y se procedió a nombrar al Sr. Carlos Tembory Molina como Director titular y Presidente del Directorio. El Sr. Tembory es ingeniero industrial, con más de 20 años de experiencia en el sector eléctrico los que incluyen al Grupo. Ha desempeñado su labor en España, Italia, Francia e Irlanda, resaltando que en este último ocupó también la posición de *Country Manager*. Los

miembros del Directorio poseen amplia experiencia en el sector eléctrico, así como en los sectores de comercio e industria, asimismo, gran parte de sus miembros desempeñan cargos en el Grupo Endesa.

El Sr. Francisco Pérez Thoden se desempeña como Gerente General desde mayo 2013, cabe resaltar su experiencia en el sector eléctrico, así como su carrera profesional en el Grupo Endesa desde el año 1986. Los miembros de la plana gerencial ostentan una vasta experiencia en el sector eléctrico y en el sector financiero. El Sr. Ignacio Blanco Fernández ha sido miembro del Directorio desde el año 2003, y a lo largo de los años ha desempeñado diversos cargos en dicho Grupo.

Desde julio 2015, el Sr. Paolo Pescarmona se desempeña como Gerente de Finanzas. Cuenta con vasta experiencia ocupando cargos gerenciales relacionados a administración, finanzas y control. Desde el 2000 ha ocupado diversos cargos en el Grupo Enel en Italia. Se resalta que forma parte del Directorio de Edelnor desde el 2013, y es Gerente Económico Financiero desde abril 2015.

Al 30 de setiembre de 2015 la composición es la siguiente:

COMPOSICIÓN DE DIRECTORIO Y ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA					
Directorio			Plana Gerencial		
Carlos Molina Temboury	Presidente	Enero 2015	Francisco Pérez T.	Gerente General	Mayo 2013
Francisco Pérez T.	Vice Pte	Setiembre 2014	Daniel Abramovich A.	Gerente Asesoría Legal	Noviembre 2011
Daniel Abramovich Ackerman	Secretario	Abril 2014	Guillermo Lozada Pozo	Gerente de Adm. y Control (e)*	Enero 2005
Paolo Pescarmona	Director	Marzo 2015	Paolo Pescarmona	Gerente de Finanzas	Julio 2015
Joaquín García Calderón	Director	Marzo 2015	Carlos Rosas Cedillo	Gerente Comercial	Diciembre 2010
Ramiro Alfonsín	Director	Marzo 2015			
Claudio Herzka Buchdahl**	Director	Marzo 2013			

*Encargado **Director Independiente
Fuente: Edegel S.A.A. / Elaboración: PCR

Desarrollos Recientes

- Con fecha 18 de diciembre de 2015, se informó la aprobación de la división de Endesa Chile en dos sociedades surgiendo de esta División, Endesa Américas.
- Con fecha 01 de octubre de 2015, mediante Junta General de Accionistas se acordó el aumento del capital social por capitalización de reserva legal S/. 283.7 MM, emitiéndose 322,403,582 nuevas acciones comunes con derecho a voto con valor nominal de 0.88 céntimos de nuevo sol cada una.
- Con fecha 27 de julio de 2015, en sesión extraordinaria de Directorio se resolvió por unanimidad que de aprobarse la separación de actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades realizadas fuera del mismo la reorganización se realizaría mediante la creación de nuevas divisiones de Chilectra y Endesa Chile a las cuales se le asignaría los activos y pasivos que tengan fuera de Chile. Asimismo, se daría la división de Enersis bajo el mismo criterio, creando Enersis Américas. Posteriormente, Enersis Américas absorbería por fusión las nuevas divisiones de Chilectra y Endesa Chile con operaciones fuera del país de Chile.
- Con fecha 28 de abril de 2015, el Directorio de Enersis S.A. resolvió por unanimidad iniciar el análisis de una reorganización societaria con el fin de separar las actividades de generación y distribución en Chile del resto de operaciones fuera de dicho país llevadas a cabo por Enersis y sus filiales Endesa Chile y Chilectra. El objetivo de la reorganización es resolver duplicidades y redundancias derivadas de la compleja estructura societaria actual. De darse la posible reorganización, los accionistas mantendrían en las sociedades resultantes de las divisiones realizadas una participación idéntica a la que tuvieron con anterioridad. Las operaciones no requerirían aportación de recursos financieros adicionales por parte de los accionistas.

Operaciones y Estrategia

Operaciones

El giro de negocio de Edegel y Subsidiaria (en adelante, la compañía), es la generación y comercialización de energía y potencia eléctrica. Actualmente cuenta con 9 Centrales de Generación. Las centrales hidroeléctricas¹², tienen una antigüedad mayor a 40 años, a excepción de Yanango y Chimay, las cuales iniciaron sus operaciones en el año 2000. Por el lado de las centrales térmicas, la planta de Ciclo Combinado inició operaciones en el año 2006, resaltando que fue la primera central de dicho tipo en Perú –actualmente se cuenta con 3-, y la primera que utiliza gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. Entre las ventajas más relevantes de una planta de Ciclo Combinado se encuentran la mayor eficiencia, dado el mayor rendimiento, lo cual tiene un impacto positivo en los costos variables de la empresa, asimismo, contribuye a la conservación del medio ambiente, dado que sus emisiones son más bajas.

CENTRALES DE GENERACION			
Centrales Hidroeléctricas	Ubicación	Río – Cuenca - Embalse	Caudal
Huinco	Lima - Huarochirí	Santa Eulalia - Marcapomacocha	25 m ³ /seg
Matucana	Lima - Huarochirí	Rímac - Yuracmayo	15.8 m ³ /seg
Callahuanca	Lima - Huarochirí	Rímac – Santa Eulalia	23 m ³ /seg
Moyopampa	Lima - Lurigancho	Rímac – Santa Eulalia	17.5 m ³ /seg
Huampani	Lima - Lurigancho	Rímac – Santa Eulalia	21 m ³ /seg
Yanango**	Junín – San Ramón	Tarma - Yanango	20 m ³ /seg
Chimay**	Junín - Jauja	Tulumayo	82 m ³ /seg
Centrales Térmicas	Ubicación	Plantas	Combustible
Santa Rosa	Lima - Lima	UTI – Ciclo Abierto	Diesel 2 / Gas natural
Ciclo Combinado Ventanilla	Lima - Callao	Ciclo Combinado	Gas natural

** Propiedad de Chinango S.A.C.
Fuente: Edegel S.A.A. / Elaboración: PCR

¹² Cuenta con 3 hidroeléctricas de pasada –utiliza el flujo del río para generar energía - y 4 de embalse – utiliza reservas para la generación-.

La Compañía mantiene una estrategia de diversificación en la generación eléctrica. Los dos tipos de centrales que posee, le otorgan una ventaja en lo que respecta a factores intrínsecos que afectan a las mismas, como en el caso de la generación hidráulica, debido a que enfrenta periodos de estiaje¹³ entre los meses comprendidos entre mayo a octubre, lo cual puede ser mitigado con generación térmica. En cuanto a los costos, la generación hidroeléctrica posee costos fijos altos, y costos variables bastante bajos, mientras que lo contrario sucede para la generación termoeléctrica (costos fijos bajos y costos variables elevados).

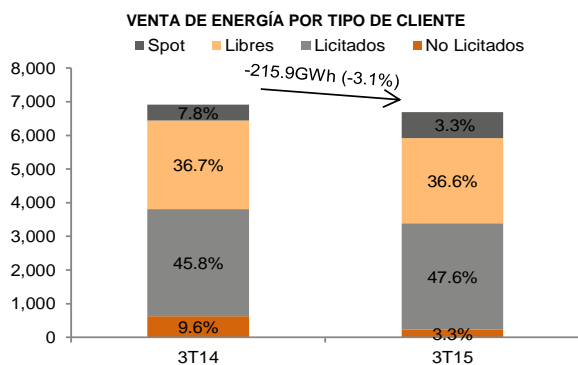
Para la producción termoeléctrica, la compañía utiliza principalmente gas natural como insumo, por lo que está sujeta a la variación de sus precios internacionales. Para minimizar los riesgos que se derivan de las fluctuaciones de sus cotizaciones, Edegel y Subsidiaria mantienen un contrato de adquisición de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea (a precio fijo) con Pluspetrol, asumido por Edegel tras la absorción de Etevensa, el cual vencerá en agosto de 2019, y le permite obtener una fuente energética relativamente barata frente a otras como el diesel para el abastecimiento de sus plantas termoeléctricas. Asimismo, la logística del gas natural está asegurada mediante contratos de largo plazo con Transportadora de Gas del Perú (vence en enero de 2034) y con Gas Natural de Lima y Callao (vence en agosto de 2019). En lo que respecta a gestión de la calidad, las operaciones de Edegel cumplen con todas las especificaciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Esta norma regula principalmente la calidad del producto y de suministro. Dentro de los parámetros más importantes que se controlan son la tensión, frecuencia, perturbaciones y las interrupciones de suministro.

Cientes y contratos de suministro

Edegel y Subsidiaria se ubica como una de las compañías líderes de generación eléctrica bruta en el Perú, lo cual le permite suscribir contratos de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. La venta de energía se realiza a clientes regulados licitados y no licitados, a clientes libres, y en el mercado spot. En este último, se da transferencias de potencia y energía entre generadores a precios spot fijados por el COES acorde con la LCE y su Reglamento.

La Compañía mantiene 16 contratos con clientes libres, los cuales representan 43.9% de la potencia contratada y 74 contratos firmados con 9 clientes regulados. Es de mencionar que Edelnor y Luz del Sur representan conjuntamente 74.3% de la potencia total de clientes regulados, no obstante, sus contratos tienen una duración de alrededor de 9 años, mientras que por el lado de los clientes libres resaltan las compañías mineras Votorantim y Chinalco, las cuales representan 53.1% de la potencia total de clientes libres, y mantienen contratos con un vencimiento promedio de 5 años. La cartera de la compañía se encuentra diversificada en diversas industrias, entre las que resalta el sector minero, distribuidores eléctricos, industria química, metalmeccánica y textil. La participación en diversos sectores económicos la protege de retrocesos y estacionalidades que puedan afectar a los mismos.

La potencia contratada ha presentado una disminución (-254 MW) respecto al 3T14, debido a clientes libres. Asimismo, se observa una menor generación de energía térmica y consecuentemente menores ventas de energía y potencia principalmente a clientes regulados y en menor medida libres. Sin embargo, estos factores no afectaron el desempeño de sus ingresos, producto de mayores tarifas. Edegel y subsidiaria mantienen contratos mediano y largo plazo, por lo que buena parte de sus ingresos son estables; resaltando que la mayor parte de la culminación de los mismos, se darán en el 2025 (36.1%). Adicionalmente, se resalta la incorporación de 4 nuevos contratos para el año 2016, incrementando la potencia contratada para clientes libres en 11.6%.



Fuente: Edegel S.A.A. / Elaboración: PCR

POTENCIA CONTRATADA (MW)

Periodo	Regulados	Libres	Total
2015	940	879	1,819
2016	922	852	1,774
2017	922	722	1,644
2018-2019	922	455	1,377
2020	922	385	1,307
2021	872	286	1,158
2022-2023	790	286	1,076
2024-2025	627	286	913
2026	68	196	264
2027	68	30	98
2028	-	30	30

Capacidad y Generación de Energía

Perú a lo largo de los años ha tenido un buen desempeño económico, el cual si bien muestra signos de ralentización, se mantiene con uno de los mejores desempeños de la región, lo cual va de la mano con una mayor demanda eléctrica y por ende una mayor producción. Luego de un periodo de crecimiento continuo y una participación estable de la generación eléctrica de Edegel y Subsidiaria en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), su generación bruta presentó dos periodos de disminución (2012-2013), lo cual se debe en parte al término de contratos con clientes importantes, así como del retiro temporal de la unidad TG7 (Westinghouse) perteneciente a la central térmica Santa Rosa, a partir de junio 2013. La potencia efectiva de Edegel y Subsidiaria se ubica entre las mayores del SEIN y generó el 16.6% del total de energía del Sistema. Cabe mencionar que el reemplazo de la turbina TG7 entró en operación comercial desde el 5 de diciembre de 2014, lo que le permite aportar 121 MW adicionales al sistema eléctrico.

¹³ Nivel de caudal mínimo alcanzado, a causa de escasez de lluvias

La Compañía cuenta con 21 lagunas, las cuales se derivan vía túneles y canales, lo que le permite regular el caudal para generación y para abastecimiento de agua. La estacionalidad en la generación de energía, en lo que respecta a producción termoeléctrica e hidroeléctrica que se observa entre los meses de mayo a octubre, se debe a la época de estiaje; sin embargo, al contar con centrales tanto de pasada como de embalse, el efecto se mitiga. Por otro lado, en dichos meses se presenta un incremento en los costos, dado que las centrales térmicas presentan costos variables por encima de las centrales hidroeléctricas.

Centrales	CENTRALES DE GENERACION			
	Potencia Efectiva (MW)		Factor de Carga (%)**	
	3T14	3T15	3T14	3T15
Centrales Hidroeléctricas	754.6	783.2	69.3	71.5
Huinco	247.3	267.8	60.5	57.3
Matucana	137.0	137.0	80.2	77.8
Callahuanca	80.4	84.2	86.7	87.2
Moyopampa	66.1	69.2	96.3	95.8
Huampani	30.2	30.2	89.6	90.4
Yanango*	42.6	42.6	68.3	65.0
Chimay*	150.9	152.2	49.0	69.5
Centrales Térmicas	773.4	900.1	64.1	45.2
Santa Rosa	288.4	416.3	38.8	21.1
Ciclo Combinado Ventanilla	485.0	483.8	79.6	65.8
Total	1,528.0	1,683.3	66.6	57.4

*Propiedad de Chinango SAC ** Relación entre generación real de energía y generación máxima en un periodo de tiempo

Fuente: Edegel S.A.A. / Elaboración: PCR

Inversiones

Las inversiones de Edegel y Subsidiaria se encuentran orientadas a mantener la fiabilidad de suministro. Entre las obras realizadas resaltan el mantenimiento e inspección de turbinas, mantenimiento de interruptores y puesta en servicio de nuevos sistemas de monitoreo. Asimismo, resalta el proyecto de la Central Hidroeléctrica Curibamba ubicada en Junín, la cual contará con una potencia total de 192 MW; a la fecha de elaboración del informe, la compañía cuenta con la aprobación del estudio de pre-operatividad, así como los permisos necesarios, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y la concesión definitiva.

La Central aprovechará los ríos Comas y Uchubamba, será una central de pasada¹⁴ con un caudal de 86m³/s y producción anual estimada de 1,013 GWh. Adicionalmente contará con una línea de transmisión conectada al SEIN. La inversión se estimaría en USD 600 MM y su construcción tomaría alrededor de 5 años. El proyecto se encuentra en la fase de evaluación de las ofertas de construcción.

Análisis Financiero

Eficiencia Operativa

La Compañía recibe ingresos principalmente de la venta de energía (67.1% al 3T15), así como por potencia y peaje (32.0% al 3T15); ambas fuentes dependen de la capacidad de generación de las centrales de Edegel y Subsidiaria, y de los contratos de suministro que mantiene tanto con clientes libres como con regulados; los factores mencionados forman parte de las ventajas de Edegel y Subsidiaria, dado que cuenta con una de las mayores potencias efectivas del SEIN¹⁵, lo que se deriva en una posición privilegiada para la suscripción de contratos. El porcentaje restante de ingresos (0.9%) corresponde a compensaciones¹⁶, COES, servicios de capacidad adicional¹⁷, entre otros.

El desempeño de sus ingresos durante el periodo de evaluación ha presentado una tendencia creciente a excepción del 2013 debido a que los mismos están en función del vencimiento de contratos, lo cual sucedió en el mencionado año (término de 24 contratos). Al 3T15, si bien se observa un crecimiento de los ingresos (+S/. 89.2 MM; +7.1%), este se encuentra por debajo del promedio compuesto 2010-2014 de 9.8%, en parte debido a que el incremento se deriva únicamente de mayores tarifas, dado que se observa una menor potencia contratada con respecto al periodo similar del año anterior (-254 MW). Las ventas corresponden a una generación bruta de 6,304 GWh y venta de 1,033 MW de potencia (6,697 GWh, y 1,201 MW al 3T14). A pesar de los periodos de decrecimiento de los ingresos, Edegel y Subsidiaria mantienen contratos importantes, los cuales tienen vencimiento principalmente en el mediano y largo plazo, por lo que buena parte de sus ingresos son estables; resaltando que la mayor parte de la culminación de los mismos, se darán en el 2025. El 2015 vencerán 5 contratos, equivalentes al 5.8% del total de la potencia contratada. Es de mencionar que se espera un menor crecimiento de los ingresos de la Compañía, dado que el sector eléctrico está fuertemente correlacionado al desempeño de la economía, el cual ha presentado una considerable disminución de su tasa de crecimiento en contraste con periodos anteriores.

El costo de ventas muestra, al igual que los ingresos, una tendencia estacional debido a que en los meses de estiaje (entre mayo y octubre) se incrementa la generación termoeléctrica, lo que conlleva a una mayor estructura de costos, dado que esta es más costosa que la hidroeléctrica, es por esto que usualmente en dicho periodo se presenta un crecimiento de los costos por encima de los ingresos. Es así que el margen bruto de Edegel y Subsidiaria, es bastante variable, sustentado tanto en la estacionalidad presentada en la generación, como en la demanda de energía y el inicio y término de contratos de suministro.

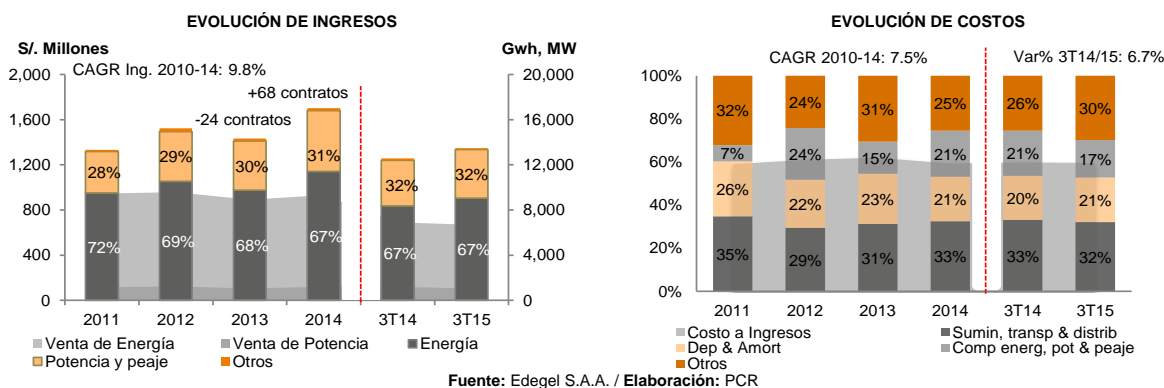
¹⁴ No existe acumulación de agua corriente arriba, se acepta el caudal disponible del río.

¹⁵ Al 2013 contaba con la mayor potencia del SEIN (21.6% del total), no obstante a partir del 2014 fue desplazada por Enersur.

¹⁶ Los generadores conectados al Sistema Principal de Transmisión deben abonar a su propietario una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

¹⁷ Surge del ingreso a despacho en el sistema de centrales de emergencia.

El 70.2% del costo de ventas corresponde a i) suministro, transporte y distribución relacionados a gas natural, el cual ha tomado mayor importancia en los últimos periodos, en detrimento del monto destinado a consumo de petróleo, resaltando que el primero es una fuente energética más barata, ii) depreciación y amortización, en línea con las necesidades de infraestructura requeridas por una empresa de generación eléctrica, y iii) compra de energía, potencia y peaje, acorde con las mayores ventas. La Compañía presenta una ventaja al contar con contratos de suministro de gas natural, dado que lo mantiene protegido de variaciones en su precio.



Al 3T15 la tasa de crecimiento del costo de ventas es baja en contraste con periodos anteriores debido al menor incremento de los ingresos. No obstante, se observa un fuerte incremento de cargas diversas de gestión¹⁸ producto de compensaciones de Energías Renovables, y actualización de precios (determinado por COES), así como un mayor consumo de petróleo en línea con el periodo de estiaje, y compensación por generación adicional¹⁹, entre otros. Por otro lado, la disminución más pronunciada se generó en la compra de energía, potencia y peaje. Como consecuencia, el margen bruto se mantuvo relativamente estable en contraste con el 3T14, y se resalta que se encuentra entre los niveles más altos dentro del periodo de evaluación.

La generación de la compañía en términos operativos (EBITDA) continúa su tendencia creciente desde el 2011, apoyado en el creciente resultado bruto. Los gastos operacionales de Edegel y Subsidiaria evidencian un buen manejo, absorbiendo una proporción baja de los ingresos (2.4%), resaltando que el porcentaje de gastos operacionales a ingresos durante el 2014 fue excepcionalmente bajo producto del ingreso por daños materiales y lucro cesante generado de un siniestro. Al 3T15 se observa un incremento de los gastos de administración explicado por mayores servicios prestados por terceros principalmente, no obstante, la relación de gastos operativos a ingresos se ha mantenido relativamente estable dentro del periodo de evaluación, resaltando que en 2014 fue un año en el cual el ratio fue excepcionalmente más bajo como consecuencia del fuerte crecimiento de los ingresos. El EBITDA²⁰ de la compañía se ha incrementado respecto al periodo anterior, no obstante, el margen ha disminuido ligeramente debido al fuerte incremento del resultado operativo al 2014 debido a la entrada en vigencia de nuevos contratos.

Rendimiento Financiero

El resultado neto ha presentado un desempeño favorable a partir del 2011, sustentado principalmente en los mayores ingresos, y en menor medida en la constante disminución de los gastos financieros. Durante los primeros seis meses del año se observa una disminución del resultado neto influenciado por el ingreso extraordinario percibido durante el 2014 relacionado a un siniestro, sin el cual la variación hubiera sido positiva. Al 3T15 se observa un incremento de S/. 23.1 MM (+7.0%), mientras que el margen se mantuvo constante; a pesar del mayor resultado neto se resalta los menores ingresos financieros producto de debido a la reversión de provisión de contingencias, debido a la declaración de nulidad de diversas órdenes de pago vinculadas relacionadas a las contribuciones de Essalud por los años 1997 y 1998, así como la mayor pérdida por tipo de cambio (+S/. 10.3 MM).

Los indicadores de rentabilidad anualizados presentan un crecimiento sostenido apoyado en los niveles crecientes del margen neto anualizado y el uso eficiente de activos. En cuanto al retorno sobre el capital invertido (ROIC), este ha tenido un desempeño favorable, evidenciando una mayor rentabilidad, impulsado por el creciente resultado operativo, así como por la disminución de las obligaciones financieras dentro del periodo de evaluación. Es de mencionar que los activos fijos representan el 83.3% de los activos totales, dada la importancia del CAPEX en empresas de generación eléctrica, sin embargo, durante el periodo de evaluación se presenta una disminución constante de los mismos derivado de una mayor depreciación de los activos respecto a las adiciones.

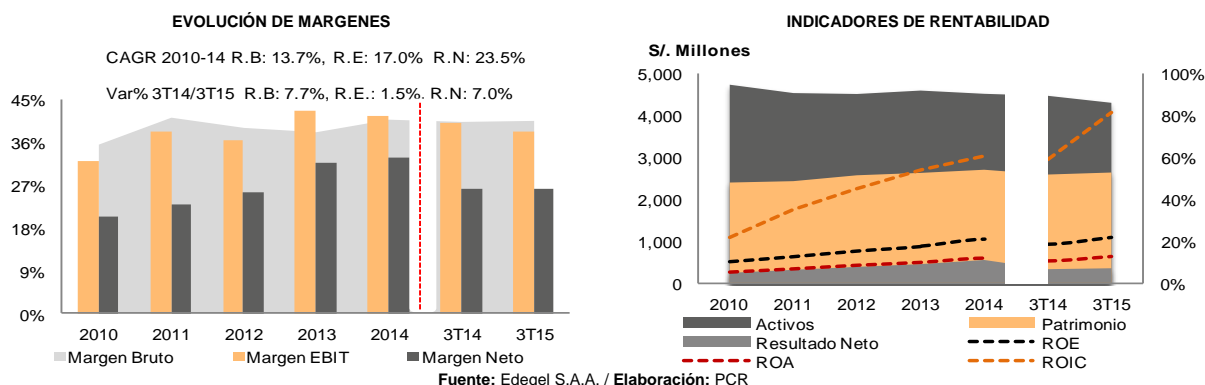
La Compañía se encuentra expuesta a las variaciones del tipo de cambio debido a sus pasivos financieros y en menor medida cuentas por cobrar a entidades relacionadas y cuentas por cobrar y pagar comerciales, resaltando el incremento de las pérdidas desde el ejercicio 2013 como consecuencia de la depreciación de la moneda nacional, no obstante, las mismas representan una parte mínima de los ingresos. La cobertura del riesgo de tipo de cambio de Edegel y Subsidiaria se formula sobre la base de flujos de caja proyectados y busca mantener un equilibrio entre los flujos indexados al dólar con el nivel de

¹⁸ Seguros, compensaciones a clientes, y otros gastos diversos

¹⁹ Generación de centrales de emergencia, las cuales ante cualquier falla o imprevisto, ingresan a despacho en el sistema.

²⁰ Aislado el efecto de otros gastos operativos netos, resaltando que para el periodo 2013-2014 se generó un ingreso extraordinario derivados del siniestro de la unidad TG7.

activos y pasivos en dicha moneda. Asimismo, utiliza instrumentos financieros derivados para cubrirse del mismo. Al 3T15 la Compañía presenta una posición pasiva neta de USD 133.8 MM y una pérdida por diferencia de tipo de cambio de S/. 12.9 MM.



Liquidez

La Compañía ha venido mejorando sus niveles de liquidez a lo largo del periodo de evaluación, en línea con las menores obligaciones financieras, y los mayores ingresos por ventas, lo que le permite atender con mayor holgura sus obligaciones operativas. Los indicadores de liquidez de Edegel y Subsidiaria presentan fuertes incrementos en algunos periodos consecuencia en parte de dividendos declarados por empresas vinculadas y en los últimos dos años por el monto correspondiente al siniestro de la Central Térmica Santa Rosa.

Al 3T15 se observa una caída en el indicador de liquidez general producto de la fuerte disminución del disponible a causa de la amortización de deuda la cual ascendió a S/. 541.8 MM (S/. 173.0 MM al 2014), así como por el desembolso realizado para la compra y desarrollo de activos intangibles²¹. Por el lado del pasivo circulante, resalta el incremento de la porción corriente de la deuda de largo plazo, mitigado por la disminución de cuentas por pagar por obras en curso, y seguros por pagar. Considerando las cuentas con mayor facilidad de conversión, el ratio de liquidez presentó un comportamiento similar (pasó de 1.06x al 2014 a 0.64x al 3T15). A pesar de la disminución, se considera que la Compañía mantiene un adecuado nivel, lo cual se refleja también en el plazo holgado entre el cobro a sus clientes y el pago a sus proveedores, el cual presenta una diferencia favorable de 19 días, evidenciando un calce adecuado. No obstante, se observa una considerable disminución con respecto al 2014 debido al menor periodo medio de pago. En este sentido, el mismo estuvo influenciado excepcionalmente en los periodos 2013-2014 por de los contratos de mantenimiento y provisión de repuestos para las turbinas de las plantas Ventanilla y Santa Rosa, además del incremento del monto a pagar por trabajos en curso relacionados al siniestro en la Central Térmica Santa Rosa.

El flujo de efectivo de operaciones de la Compañía se ha incrementado considerablemente respecto al 3T14 consecuencia del fuerte incremento de cobranzas proveniente de las ventas de energía y potencia, y en mayor medida impulsado por el ingreso de efectivo relacionado al uso de instalaciones hidráulicas. Edegel y Subsidiaria se beneficia del Sistema de gestión financiera de circulante entre las compañías del grupo Enel en Perú (*cash pooling*)²², mediante la realización de préstamos a fin de optimizar los excedentes de caja, los préstamos entre subsidiarias se realizan a tasas similares a las del mercado. Adicionalmente, la Compañía mantiene líneas comprometidas bancarias por un monto equivalente a S/. 101.5 MM, lo cual le permite afrontar sus necesidades de liquidez de manera eficiente en caso se presentaran.

PCR considera que el nivel de liquidez mantenido por Edegel y Subsidiaria es adecuado, y se fortalece por su poder de negociación, sustentado en su capacidad de generación y potencia, lo que se traslada en un ciclo de conversión bastante holgado. Adicionalmente, la disminución de la deuda de la Compañía, junto con los mayores ingresos contribuirá al fortalecimiento de la misma, asimismo, sus líneas de crédito comprometidas le brindan flexibilidad y rapidez en caso sea necesario sea necesario mayor financiamiento.

Solvencia

La deuda financiera de Edegel y Subsidiaria representa el 36.3% de sus pasivos, y está compuesta principalmente por i) préstamos bancarios (39.9% del total), los cuales han disminuido considerablemente debido a la pre-cancelación de un préstamo, ii) bonos corporativos (39.3%), monto que ha disminuido respecto al 2014 producto de la amortización de la décimo segunda emisión del Tercer Programa de bonos y iii) un contrato de arrendamiento financiero (20.8%) suscrito con Scotiabank para la construcción de una planta de ciclo abierto en la Central Térmica Santa Rosa.

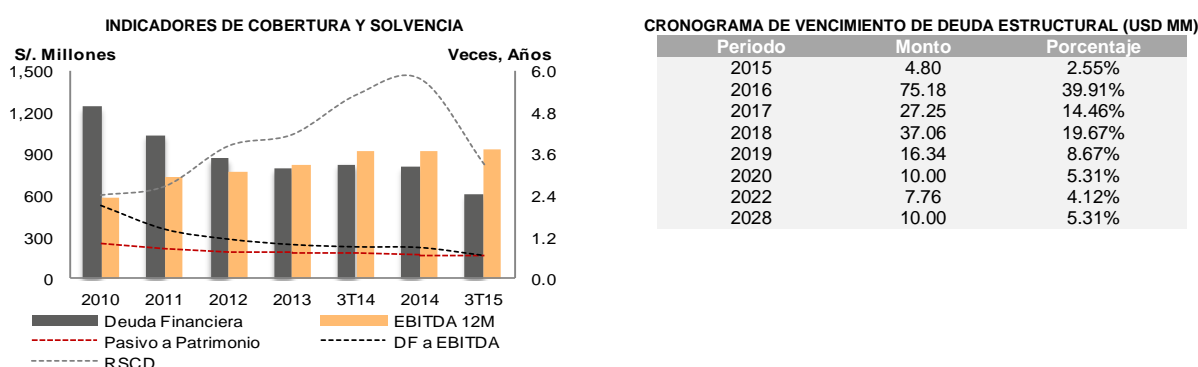
El menor nivel de deuda financiera conlleva a una mejor solvencia, reflejado en el nivel de apalancamiento de la Compañía, el cual ha presentado una tendencia decreciente en línea con la amortización de los Bonos Corporativos. Al 3T15 se observa una reducción del apalancamiento producto del fuerte decrecimiento de la deuda (-S/.200.1 MM; -24.7%), a pesar de la disminución

²¹ Corresponde a derechos y concesiones, incluye el proyecto Huascacocha, el cual permite a la Compañía contar con un mayor caudal de agua para el desarrollo de sus actividades de generación de energía eléctrica.

²² La línea de crédito para las operaciones de *cashpooling* es por USD 55.50MM o su equivalente en nuevos soles, por un plazo máximo de 18 meses.

del patrimonio (-S/. 66.7 MM; -2.5%) debido a otras reservas, dado que si bien se destina el 10% de la utilidad disponible de los ejercicios, la cuenta es negativa producto de diferencias de cambio por conversión de operaciones en el extranjero y en menor medida producto de coberturas de flujos de efectivo, mientras que los menores resultados acumulados responden principalmente al pago de dividendos. Es así que el ratio de deuda financiera a patrimonio también presentó mejoras. Es de mencionar que en marzo 2013 Edegel aprobó el Quinto Programa de Bonos Corporativos por un monto máximo de USD 350 MM, al respecto, cabe resaltar que se cuenta con EIA aprobado del Proyecto Hidroeléctrico Curibamba, que significaría una inversión estimada en USD 600 MM.

La Compañía no posee una política activa de capitalizaciones, aumentando su patrimonio principalmente por los resultados del ejercicio y disminuyendo circunstancialmente con el reparto de dividendos, no obstante, se encuentra en un nivel adecuado de solvencia, por lo que el fuerte monto de su nuevo programa no presenta un problema. Esta afirmación se soporta en el bajo periodo de cancelación de la deuda financiera únicamente con su generación operativa, el cual ha venido mejorando durante el periodo de evaluación debido a la disminución de la deuda, así como la creciente generación, y al 3T15 es de 0.68 años (2014: 0.95 años)²³. Por el lado del ratio de servicio de cobertura de deuda ha presentado un comportamiento favorable a lo largo del periodo de evaluación, no obstante presenta una disminución al 3T15 (pasó de 5.35x a 3.12x)²⁴ como consecuencia del incremento del incremento de la parte corriente de la deuda de corto plazo. En este sentido, durante el 2016 se vence 39.91% de la deuda estructural, mientras que en los siguientes años la proporción es considerablemente menor por lo que se espera una importante mejora del ratio a partir del mencionado periodo. A criterio de PCR, Edegel y Subsidiaria posee una holgada cobertura de sus obligaciones financieras de corto plazo y un buen nivel de solvencia financiera.



CRONOGRAMA DE VENCIMIENTO DE DEUDA ESTRUCTURAL (USD MM)

Período	Monto	Porcentaje
2015	4.80	2.55%
2016	75.18	39.91%
2017	27.25	14.46%
2018	37.06	19.67%
2019	16.34	8.67%
2020	10.00	5.31%
2022	7.76	4.12%
2028	10.00	5.31%

Fuente: Edegel S.A.A. / Elaboración: PCR

Como consecuencia de la emisión de bonos, la Compañía debe mantener un índice de endeudamiento²⁵ por debajo de 1.50x, el cual cumple de manera sobresaliente (0.21 al 3T15) acorde con el cálculo para el 3er y 4to Programa de Bonos de Edegel. Asimismo, debe mantener un nivel de deuda financiera a patrimonio menor a 1.50x y un indicador de deuda a EBITDA²⁶ menor a 4 años (0.23x y 0.65 años al 3T15, respectivamente) para el contrato de arrendamiento financiero. Adicionalmente, su Subsidiaria debe mantener un nivel de deuda neta a EBITDA²⁷ menor a 3 años, y un indicador de deuda financiera neta a patrimonio menor a 1.5x (0.84 años y 0.34x al 3T15, respectivamente). Todos los *covenants* son de cumplimiento trimestral.

Respecto al efecto del tipo de cambio, y resaltando las proyecciones de depreciación del nuevo sol, es importante considerar que dentro del cálculo de las tarifas eléctricas, está incluido el efecto del dólar sobre los costos, generando de esta manera un *hedge* natural. Al respecto, los costos de origen termoelectrico²⁸ (49% del total de costos de generación), dependen de la cotización del dólar, en este sentido, se resalta que ante la variación del tipo de cambio, las tarifas del sector eléctrico han presentado incrementos con el fin de neutralizar dicho efecto, así como por las nuevas inversiones realizadas en el sector. PCR considera que el esquema de deuda financiera es adecuado para su estructura de costos e ingresos, por lo que la volatilidad cambiaria no representa un riesgo sobre la solvencia a largo plazo de Edegel y Subsidiaria. Con el fin de cubrirse de fluctuaciones en la tasa LIBOR, sobre el arrendamiento financiero con Scotiabank un préstamos bancario. La Compañía mantiene *swaps* de tipo de interés de largo plazo con diversas instituciones financieras y que cubren un monto notional de USD 52.70 MM.

Instrumentos Clasificados

Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.

Edegel mantiene en circulación bonos corporativos correspondientes a dos programas de emisión (Tercer y Cuarto Programa), mientras que en marzo de 2013 aprobó el Quinto Programa de Bonos Corporativos. El objeto de dichas emisiones de deuda es el financiamiento de las obligaciones del Emisor en general, incluyendo pero sin limitarse a i) financiamiento de inversiones, ii) refinanciamiento del pago parcial o total de su deuda, iii) atención de las necesidades de capital de trabajo y iv) cualquier otro destino que se defina.

²³ Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.

²⁴ Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.

²⁵ Neto de caja, hasta un monto por \$50 MM. Para la conversión, se utilizó el tipo de cambio bancario de compra a fin de mes calculado por el BCR. El índice es de cumplimiento trimestral

²⁶ Calculado con EEFF Individuales de Edegel

²⁷ Calculado con EEFF Individuales de Chinango

²⁸ incluyen compra de energía, potencia y peaje, costos por gas natural y el consumo del petróleo

PROGRAMAS DE EMISIÓN INSCRITOS AL 30.09.15

Tercer Programa de Bonos Edegel				
Aprobación por Junta General de Accionistas: 9 de junio de 2005				
Monto máximo aprobado: \$100 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica)				
	1ra Emisión	3ra Emisión	8va Emisión	11ra Emisión
Monto de la Emisión	S/. 50,000,000	S/.25,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 9,523,810
Monto en Circulación	S/. 25,000,000	S/.25,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 8,166,000
Series	A	A	A	A
Tasa de interés	6.3125%	6.2813%	6.3438%	7.7813%
Pago de intereses	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Fecha de colocación	20-jun-07	02-jul-07	24-ene-08	19-ene-09
Fecha de redención	21-jun-22	03-jul-19	25-ene-28	20-ene-19
Cuarto Programa de Bonos de Edegel				
Aprobación por Junta General de Accionistas: 31 de marzo de 2008				
Monto máximo aprobado: \$100 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica)				
	1ra Emisión	2da Emisión	4ta Emisión	5ta Emisión
Monto de la Emisión	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000
Monto en Circulación	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000
Series	A	A	A	A
Tasa de interés	6.625%	6.00%	6.4688%	5.7813%
Pago de intereses	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Fecha de colocación	14-Jul-09	18-Sep-09	27-Ene-10	29-Sep-10
Fecha de redención	15-Jul-16	21-Sep-16	28-Ene-18	30-Sep-20
Quinto Programa de Bonos de Edegel				
Aprobación por Junta General de Accionistas: 22 de marzo de 2013				
Fecha de inscripción: 23 de setiembre de 2013. Vigencia: 2 años a partir de la inscripción del programa, prorrogado durante el 2015 por 2 años más.				
Monto máximo aprobado: \$350 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica)				

Fuente: Edegel S.A.A. / Elaboración: PCR

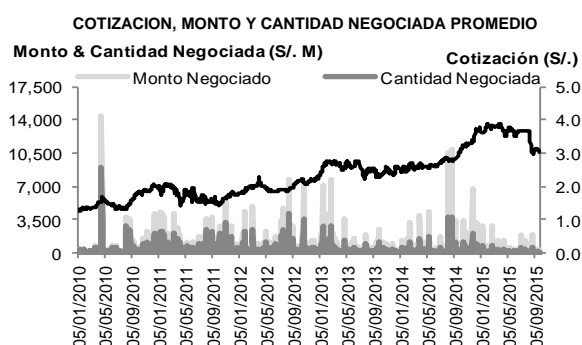
Resguardos adicionales:

- No acordar la aplicación de utilidades para la distribución de dividendos, no acordar el pago de dividendos ya sea en dinero o especie (salvo los provenientes de capitalización de utilidades o reservas) ni pagar suma alguna o entregar bienes muebles o inmuebles, dinero, derechos, obligaciones, valores mobiliarios y demás a sus accionistas y/o afiliadas y/o subsidiarias por tal concepto en caso que se produzca un evento de incumplimiento y mientras éste no haya sido subsanado.
- No realizar cambios sustanciales en el giro de su negocio sin la aprobación previa de la Asamblea General de Obligacionistas.
- No transferir o ceder toda o parte de la deuda que asuma como consecuencia del Cuarto Programa a menos que exista un acuerdo favorable por parte de la Asamblea General de obligacionistas.

Acciones Comunes

Al 30 de setiembre de 2015 el capital social de Edegel está compuesto por 2,293,668,594 acciones comunes, íntegramente suscritas y pagadas con derecho a voto a valor nominal de S/. 0.88. Su cotización promedio se ha incrementado constantemente durante el periodo de evaluación, y presenta un bajo coeficiente de variabilidad, y desviación estándar, lo que indica un crecimiento sólido; el desempeño favorable de las acciones ha traído consigo un fuerte incremento del patrimonio bursátil.

Al 30 de setiembre de 2015, las acciones de Edegel se ubican entre las más negociadas, -reflejado en su frecuencia de negociación de 75.8%-, con mayor número de operaciones, monto negociado y de mayor capitalización en el mercado bursátil peruano. Los indicadores bursátiles *Earnings Per Share* (EPS), Bolsa Libro (BTM) y *Price / Earnings* (P/E), han tenido un desempeño positivo a lo largo de los años, sustentado en los sólidos fundamentos de Edegel y subsidiaria, lo cual se deriva en una mayor generación de valor para sus accionistas, así como en sus expectativas de desempeño.



Fuente: BVL / Elaboración: PCR

SUMAS PAGADAS POR EDEGEL A SUS ACCIONISTAS						
En MM	2010	2011	2012	2013	2014	3T15
1er Dividendo	54.9	139.9	123.2	166.1	195.2	108.5
2do Dividendo	86.5	50.7	51.5	70.3	74.5	-
D. Complement.	74.8	44.2	14.2	101.9	158.5	205.8
Total dividendos	216.1	234.7	189.0	338.3	428.2	314.3
En MM	2005	2006	2007	2008	2009	
1er Dividendo	72.0	96.3	86.6	35.0	64.1	
2do Dividendo	-	-	19.7	-	64.9	
D. Complement.	50.3	86.3	34.5	59.1	66.1	
Total dividendos	122.3	182.6	140.8	94.1	195.2	

Política de dividendos

El 23 de marzo de 2015 se dio un cambio en la política de dividendos, la cual será a partir del mencionado año hasta el 60% (antes 80%) de las utilidades de libre disposición. El primer dividendo sería hasta el 50% (antes 80%) de las utilidades acumuladas durante el primer semestre. El segundo hasta el 50% (antes 80%) de las utilidades acumuladas hasta el tercer trimestre, luego de deducido el primer dividendo a cuenta. El dividendo complementario se realizará hasta completar el 60% (antes 100%) de la utilidad libre de disposición al cierre del ejercicio y será pagadero en la fecha que determine la Junta General de Accionistas, salvo que se acuerde modificar el destino del saldo de la utilidad de libre disposición no distribuido a cuenta durante el ejercicio. La decisión de distribución es tomada por el Directorio en base a la disponibilidad de fondos, planes de inversión y equilibrio financiero de la Compañía.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA
HISTORIAL DE CLASIFICACIONES Y RESUMEN DE EEFF CONSOLIDADOS (S/. M)

Estado de Situación Financiera	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	set-14	set-15	
Activo Corriente	301,535	390,495	426,179	555,890	572,535	505,411	476,698	
Activo Corriente Prueba Ácida	223,696	313,823	340,466	438,166	474,165	388,424	344,315	
Activo No Corriente	4,457,712	4,168,078	4,110,084	4,062,574	3,967,868	3,987,481	3,847,052	
Activo Total	4,759,247	4,558,573	4,536,263	4,618,464	4,540,403	4,492,892	4,323,750	
Pasivo Corriente	368,869	457,572	430,291	585,184	447,168	412,824	536,028	
Pasivo No Corriente	1,986,930	1,664,291	1,527,906	1,398,002	1,382,116	1,484,086	1,143,345	
Pasivo Total	2,355,799	2,121,863	1,958,197	1,983,186	1,829,284	1,896,910	1,679,373	
Patrimonio Neto	2,403,624	2,436,710	2,578,066	2,635,278	2,711,119	2,595,982	2,644,377	
Deuda Financiera	1,244,085	1,040,981	869,104	799,665	810,267	830,159	610,166	
Corto Plazo	236,913	171,018	146,020	165,417	119,760	132,747	245,294	
Largo Plazo	1,007,172	869,963	723,084	634,248	690,507	697,412	364,872	
Estado de Resultados								
Ingresos Brutos	1,169,860	1,370,671	1,524,139	1,432,443	1,701,481	1,258,223	1,347,458	
Costo de Ventas	754,602	806,666	929,600	886,689	1,008,450	751,670	802,093	
Gastos operacionales	38,931	48,762	49,714	52,592	52,903	35,628	44,284	
Resultado de Operación	376,327	515,243	544,825	493,162	640,128	470,925	501,081	
Gastos Financieros	68,786	104,955	54,761	43,610	39,088	29,617	30,303	
Utilidad (Perdida) Neta del Ejercicio	239,358	314,035	386,885	455,085	557,398	329,754	352,858	
EBITDA y Cobertura								
EBITDA	587,664	724,026	755,344	702,783	850,682	626,194	669,081	
EBITDA 12M	587,664	724,026	755,344	702,783	850,682	794,842	893,569	
EBITDA / Gastos Financieros	8.5	6.9	13.8	16.1	21.8	21.1	22.1	
EBITDA 12M / (Gastos Financ.+ Pte Cte)	2.40	2.62	3.76	3.55	5.35	4.60	3.13	
Solvencia								
Pasivo No Corriente / Pasivo Total	0.84	0.78	0.78	0.70	0.76	0.78	0.68	
Deuda Financiera / Pasivo Total	0.53	0.49	0.44	0.40	0.44	0.44	0.36	
Deuda Financiera / Patrimonio	0.52	0.43	0.34	0.30	0.30	0.32	0.23	
Pasivo No Corriente / Patrimonio	0.83	0.68	0.59	0.53	0.51	0.57	0.43	
Pasivo Total / Patrimonio	0.98	0.87	0.76	0.75	0.67	0.73	0.64	
Pasivo No Corriente / EBITDA	3.38	2.30	2.02	1.99	1.62	1.87	1.28	
Deuda Financiera / EBITDA	2.12	1.44	1.15	1.14	0.95	1.04	0.68	
Rentabilidad								
ROA	5.0%	6.6%	8.5%	10.0%	12.3%	10.8%	13.1%	
ROE	10.0%	12.5%	15.3%	17.5%	21.0%	18.6%	22.0%	
ROIC	5.0%	6.6%	8.5%	10.0%	12.3%	10.8%	13.1%	
Margen Bruto	22.3%	41.1%	39.0%	38.1%	40.7%	40.3%	40.5%	
Margen Operativo	32.2%	37.6%	35.7%	34.4%	37.6%	37.4%	37.2%	
Margen Neto	20.5%	22.9%	25.4%	31.8%	32.8%	26.2%	26.2%	
Calce de Cuentas de Corto Plazo								
Liquidez General	0.82	0.85	0.99	0.95	1.28	1.22	0.89	
Prueba Acida	0.61	0.69	0.79	0.75	1.06	0.94	0.64	
Capital de Trabajo	-67,334	-67,077	-4,112	-29,294	125,367	92,587	-59,330	
Periodo Medio de Cobro (días)	33	32	33	38	42	43	43	
Periodo Medio de Pago (días)	41	36	42	82	83	81	62	
Ciclo de Conversión Neto (días)	-8	-5	-10	-44	-40	-38	-19	
Indicadores Bursátiles								
Precio (S/.)	1.55	1.73	1.99	2.54	2.83	2.67	3.60	
Desviación estándar	0.23	0.17	0.13	0.14	0.33	0.11	0.24	
Coefficiente de Variabilidad	14.9%	10.0%	6.5%	5.6%	11.5%	4.2%	6.8%	
EPS (S/.)	0.10	0.13	0.17	0.20	0.24	0.21	1.15	
P/E (Veces)	14.89	13.00	11.82	12.78	11.64	12.53	14.22	
BTM (Veces)	1.48	1.63	1.77	2.21	2.39	0.87	0.87	
Patrimonio Bursátil (S/.MM)	3,563,402	3,978,379	4,574,561	5,817,157	6,486,579	6,116,541	8,256,394	
Historial de Clasificaciones		dic-13	mar-14	jun-14	set-14	dic-14	mar-15	jun-15
Acciones Comunes		PCN1	PCN1	PCN1	PCN1	PCN1	PCN1	PCN1
3er Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.		AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
4to Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.		AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
5to Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.		AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA

Fuente: Edegel S.A.A. / Elaboración: PCR