

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

**Información Financiera Intermedia Consolidada
(No Auditada)**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

1. Antecedentes y Actividad Económica

A. Antecedentes

Edegel S.A.A. (en adelante “la Compañía”), es una sociedad anónima constituida en agosto de 1996 en el Perú y es subsidiaria de Generandes Perú S.A. quien posee el 54.20% del capital social. Su domicilio legal es Calle César López Rojas N.201 Urb. Maranga Séptima Etapa – San Miguel, Lima, Perú.

Con fecha 01 de marzo de 2016, la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) accionista del 29.40%, transfirió a favor de Endesa Américas S.A. el total de acciones que poseía.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía y Generandes Perú S.A., son empresas filiales de Endesa Américas S.A., entidad que a su vez es filial de Enel Energy Europe S.p.A. (en adelante Grupo “Enel”) de Italia.

B. Actividad Económica

Su actividad económica consiste en la generación y comercialización de energía y potencia eléctrica a empresas privadas y públicas locales. La Compañía cuenta con cinco centrales hidroeléctricas, tres de ellas ubicadas en las cuencas de los Ríos Santa Eulalia y Rímac, a una distancia aproximada de 50 Km. de la ciudad de Lima, con una potencia efectiva de generación de 589.0 MW. Asimismo, es propietaria de dos centrales de generación termoeléctrica, una con potencia efectiva de 418.6 MW, ubicada en el Cercado de Lima y otra con 483.8 MW ubicada en Ventanilla. La potencia efectiva total asciende a 1,491.4 MW.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía tiene como única subsidiaria a Chinango S.A.C. (“la Subsidiaria”), en la que tiene una participación del 80% en el capital social.

La Subsidiaria cuenta con dos centrales hidroeléctricas (Yanango y Chimay), ubicadas en el departamento de Junín, cuya capacidad efectiva de generación es de 197.9 MW.

A continuación se presentan los principales datos de los estados financieros de la Subsidiaria al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 y por los periodos de seis meses, terminados al 30 de junio de 2016 y de 2015:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Efectivo y equivalentes de efectivo	17,967	7,257
Otros activos corrientes	29,287	29,445
Activo de largo plazo	533,432	540,802
Total activo	580,686	577,504
Obligaciones financieras de corto plazo	17,876	18,552
Otros pasivos de corto plazo	16,942	21,614
Obligaciones financieras de largo plazo	99,225	111,938
Pasivo por impuestos diferidos	82,928	82,107
Otros pasivos de largo plazo	926	903
Total pasivo	217,897	235,114
Total patrimonio	362,789	342,390

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Ingresos operativos	95,626	92,577
Utilidad operativa	56,184	61,032
Utilidad neta	38,961	40,136

C. Aprobación de los Estados Financieros Consolidados

Los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2016 fueron aprobados y autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 15 de agosto de 2016. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 fueron aprobados y autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 8 de febrero de 2016.

2. Regulación Operativa y Normas Legales que afectan las Actividades en el Sector Eléctrico

La Compañía y su Subsidiaria están comprendidas dentro del ámbito de aplicación de diversas normas que regulan su actividad. El incumplimiento de dichas normas puede acarrear la imposición de sanciones a la Compañía y su Subsidiaria, que la afectarían tanto económica como operativamente. La Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria monitorea y evalúa el cumplimiento de las normas y los reclamos que se presentan y considera que al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, no existen situaciones que deban ser divulgadas o provisionadas en los estados financieros, excepto por las indicadas en la nota 37 de este informe.

A continuación, un breve resumen del marco normativo que principalmente afecta las actividades de la Compañía y Subsidiaria:

A. Ley de Concesiones Eléctricas

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844, el sector eléctrico está dividido en tres grandes subsectores, cada uno de los cuales comprende una actividad distinta: generación, transmisión y distribución de electricidad. Según dicha ley y la Ley N°28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional está sujeta a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema COES-SINAC, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, preservando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como la planificación de la transmisión y la administración del mercado de corto plazo. Asimismo, el COES-SINAC determina y valoriza las transferencias de potencia y energía entre los generadores.

B. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

En julio de 2006 se promulgó la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que tiene como uno de sus principales objetivos asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento, así como adoptar medidas para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación.

Una de las principales novedades que introdujo la norma es el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres. Tal disposición tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

C. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN tiene por finalidad regular, supervisar y fiscalizar las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, teniendo entre sus funciones la de velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario, fiscalizar y/o supervisar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios y de las disposiciones legales y normas técnicas vigentes, incluyendo las relacionadas con la protección y conservación del medio ambiente. Asimismo, como parte de la función normativa OSINERGMIN tiene la facultad de dictar dentro de su competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a las entidades del sector y a los usuarios.

En aplicación del Decreto Supremo N°001-2010-MINAM, OSINERGMIN ha transferido las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental OEFA, creado por el Decreto Legislativo N° 1013 que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente.

D. Normas para la Conservación del Medio Ambiente

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente, el Estado diseña y aplica las políticas, normas, instrumentos, incentivos y sanciones necesarias para la adecuada conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, además de velar por el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y de las actividades de hidrocarburos. En tal sentido, el Ministerio de Energía y Minas ha aprobado el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo N°29-94-EM) y el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N°015-2006-EM).

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria estima que, en caso de surgir alguna contingencia relacionada al manejo ambiental, ésta no sería importante en relación con los estados financieros consolidados tomados en su conjunto.

E. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La NTCSE contempla las tolerancias y procedimientos de medición de los indicadores de calidad que deben ser considerados, disponiendo su observancia por parte de las empresas eléctricas y la forma de cálculo de las compensaciones ante transgresiones de los referidos indicadores, correspondiendo al COES SINAC la asignación de responsabilidad y cálculo de los resarcimientos conforme al mandato de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

El Decreto Supremo N° 057-2010-EM del 11 de setiembre de 2010 el cual modificó la NTCSE, estableció que si como resultado de la investigación y análisis técnico que efectúa el COES SINAC se determina que la deficiencia de la calidad se debió estrictamente a falta de capacidad de los sistemas de transmisión por congestión, los agentes y el COES quedan exonerados del pago de compensaciones.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

F. Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico

En noviembre de 1997 se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico, Ley N° 26876, en la cual se establece que las concentraciones verticales mayores al 5% u horizontales mayores al 15%, que se produzcan en las empresas que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberán sujetarse a un procedimiento de autorización previo, a fin de evitar concentraciones que puedan afectar la competencia en el mercado eléctrico.

Mediante Resolución N°012-99/INDECOPI/CLC se establecieron condiciones en defensa de la libre competencia y transparencia en el sector que afectan a la Compañía y su Subsidiaria. El principal aspecto es que Edelnor S.A.A. (empresa vinculada al Grupo Enel y cliente de la Compañía y su Subsidiaria) debe licitar sus compras de energía eléctrica entre todos los generadores existentes en el sistema, conforme se vayan venciendo los contratos que tiene vigentes con los mismos, debiendo hacer de dominio público el procedimiento y los resultados de cada licitación.

G. Régimen que Asegura el Abastecimiento de Energía Eléctrica al SEIN

A partir del año 2004, se fueron venciendo algunos contratos de suministro de energía a empresas distribuidoras, los cuales no se renovaron ni adjudicaron a un nuevo suministrador, originando que los retiros de energía y potencia efectuados por las empresas distribuidoras para atender el mercado regulado, fueran asignados por el COES a los generadores del SEIN en función de diversos criterios a lo largo del tiempo.

Esta situación, denominada en el sector como “retiros sin respaldo contractual”, generó severas distorsiones en el mercado eléctrico, razón por la cual el Estado ensayó distintas soluciones a través de una serie de dispositivos legales, tales como el Decreto de Urgencia N° 007-2004, la Ley N° 28447, el Decreto de Urgencia N° 007-2006, el Decreto de Urgencia N° 036-2006, la Ley N° 29179, entre otros dispositivos de menor jerarquía.

Paralelamente, como consecuencia del importante crecimiento en la demanda de energía eléctrica y de gas natural, se registraron a partir del año 2006 varios incidentes relacionados con la congestión del sistema de transmisión eléctrica y del sistema de transporte de gas natural.

Las restricciones de producción y transporte de gas natural y de transporte de electricidad, constituyen eventos que cada vez que se presentan causan externalidades negativas, produciendo incremento de los costos de operación del sistema eléctrico y distorsionando los costos marginales en el mercado spot.

Con la finalidad de evitar la distorsión de los costos marginales, se emitieron una serie de disposiciones legales para reducir los efectos de estos eventos en el mercado eléctrico. Así pues, la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, el Decreto de Urgencia N° 046-2007, el Decreto Legislativo N° 1041 y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 041-2008-EM y el Decreto de Urgencia N° 037-2008, modificado por el Decreto de Urgencia N° 049-2011, dispusieron una serie de mecanismos de compensación de aquellos costos variables no cubiertos por los costos marginales de corto plazo calculados por aplicación de estos dispositivos, según se trate de restricciones de transmisión o de transporte de gas natural. Sin embargo, los criterios utilizados para la asignación de estas compensaciones consideraron una diversidad de factores, a pesar de relacionarse con aspectos de una misma naturaleza, lo cual introdujo una serie de riesgos que dificultaban la contratación de electricidad.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Por tanto, a efectos de evitar que problemas como los descritos continuaran presentándose y de establecer un tratamiento respecto a los retiros sin respaldo contractual, se expidió el Decreto de Urgencia N° 049-2008 estableciéndose un criterio uniforme para el tratamiento de los costos marginales en las situaciones descritas, así como una regulación para los retiros sin respaldo contractual, derogándose todo aquello que se oponía o señalaba un tratamiento diferente a lo indicado por dicho dispositivo, el cual estaría vigente durante el período comprendido entre el 01 de enero de 2009 y el 31 de diciembre de 2011.

Respecto a los retiros sin respaldo contractual, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 estableció que los retiros físicos de potencia y energía que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad en el SEIN para atender al Servicio Público de Electricidad, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, sean asignados a las empresas generadoras valorizados a precios en barra, en proporción al valor neto de la energía firme eficiente anual de cada generador menos su venta de energía por contratos. En estos casos, los costos en que incurren los generadores para atender dichos retiros, que se presentan por mayores costos marginales respecto a los precios en barra son incorporados en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión y asumidos por la demanda, a su vez los márgenes que obtienen los generadores por costos marginales menores a los precios en barra son trasladados a la demanda, con lo cual la energía sin respaldo contractual asignada no proporciona margen de comercialización, es decir en términos netos el generador vende y compra dicha energía sin contrato a costo marginal.

Con respecto a los Costos Marginales de Corto Plazo del SEIN, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 estableció que éstos se determinan considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad. Asimismo, se dispuso que los Costos Marginales de Corto Plazo no podían superar un valor límite (S/ 313.50/MWh conforme a la Resolución Ministerial N°607-2008-MEME/DM). Asimismo, señala que la diferencia entre los costos variables de operación en que incurren las centrales que operan con costos variables superiores a los Costos Marginales de Corto Plazo sean cubiertos mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión y asumidos por la Demanda.

La vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 ha sido prorrogada hasta en dos oportunidades, en una primera hasta el 31 de diciembre de 2013 mediante el Decreto de Urgencia N° 079-2010 y en una segunda hasta el 31 de diciembre de 2016, mediante la Ley N° 30115 "Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el año Fiscal 2014", publicada el 02 de diciembre de 2013.

H. Reglamentación del Mercado de Corto Plazo

En junio de 2011 mediante el Decreto Supremo N°027-2011-EM se publicó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo, el cual establecía que dicho mercado debía entrar en vigencia a partir del 01 de enero del 2014, sin embargo debido a que el MINEM está elaborando una propuesta de modificación de dicho reglamento, mediante el Decreto Supremo N° 032-2012-EM publicado el 30 de agosto de 2012 se postergó hasta enero de 2016 el inicio de la vigencia de dicho mercado, suspendiéndose lo actuado en cuanto a la aprobación de los procedimientos técnicos del COES necesarios para efectivizar su operación.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

No obstante lo indicado, algunos de los aspectos establecidos por el referido Reglamento aún vigentes son:

- Los agentes para participar en el mercado de corto plazo deben integrar el COES. Los Usuarios Libres deberán contar con equipos para una desconexión automática e independiente de forma remota. Los distribuidores deberán constituir garantías y fideicomisos y tener identificados a los Usuarios Libres para los que compran en dicho mercado, así como estar al día en los pagos derivados de las operaciones. Los Grandes Usuarios conformados por la agrupación de Usuarios Libres deberán nombrar a un representante y constituir un acuerdo de responsabilidad solidaria ante incumplimientos.
- Los participantes del mercado de corto plazo que están autorizados a comprar son: i) los generadores para atender a sus contratos de suministro (con excepción de los generadores distribuidos y los que utilicen recursos renovables), ii) los distribuidores para atender a sus usuarios libres y iii) los Grandes Usuarios para atender sus propios requerimientos.

A su vez los participantes del mercado de corto plazo autorizados para vender son: i) los Generadores, hasta el límite de la capacidad que pueden generar con sus propias centrales y/o la contratada con terceros, ii) los Generadores con recursos energéticos renovables a los que aplique el Decreto Legislativo N° 1002, hasta el límite de la capacidad que puede generar con sus propias centrales y iii) los Co-generadores y Generadores- Distribuidores conectados al SEIN, hasta el límite de sus excedentes no contratados.

Los participantes que compran en el mercado de corto plazo no estarán exonerados del pago por transmisión, distribución y otros servicios y/o usos regulados. El COES podrá disponer el corte de suministro a los Grandes Usuarios y a los Usuarios Libres de los Distribuidores por incumplimiento de obligaciones y/o pagos y los titulares de los sistemas de conexión están obligados a realizar dichos cortes. Asimismo se establece que las rentas de congestión serán asignadas a los afectados por la congestión.

Las transferencias se efectuarán con base en costos marginales reales, obtenidos de la operación en tiempo real.

Los costos de operación por inflexibilidades y servicios complementarios no cubiertos por los costos marginales reales serán determinados por el COES y asumidos por los integrantes del mercado de corto plazo.

Las garantías constituidas por los distribuidores deberán ser de liquidez y ejecución inmediata y cubrir todas las obligaciones de los Participantes.

Asimismo, el COES deberá establecer las consideraciones para la constitución de los fideicomisos por parte de los participantes que compran, teniendo en cuenta que el fideicomiso de los Distribuidores debe garantizar el pago de sus Usuarios Libres.

I. Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y del Fondo de Inclusión Social Energético

Mediante la Ley N° 29852 publicada el 13 de abril de 2012 se creó: El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), cuya reglamentación fue establecida por el Decreto Supremo N° 021-2012-EM publicado el 9 de junio del mismo año.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

El SISE debe estar constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas como estratégicas por el Estado para el aseguramiento del abastecimiento de combustibles al país, el cual será remunerado mediante un cargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural. El FISE debe ser utilizado para masificar el uso de gas natural a nivel residencial y vehicular en sectores vulnerables y para compensar el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética, así como para la compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables urbanos y rurales. Dicho fondo es financiado por los usuarios libres de electricidad, por un recargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de hidrocarburos líquidos y líquidos de gas natural, y por un recargo en la facturación mensual de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

J. Medidas Transitorias relacionadas con la Remuneración por Potencia

Mediante el Decreto Supremo N° 032-2012-EM publicado el 30 de agosto de 2012 el Ministerio de Energía y Minas estableció disposiciones transitorias relacionadas a la remuneración de Potencia Firme de las unidades termoeléctricas.

Se estableció que una central termoeléctrica a gas natural cumple con garantizar transporte de gas natural si la capacidad contratada firme le permite operar a potencia efectiva durante las horas punta. Con esta modificación se permite que las unidades termoeléctricas que cuentan con capacidad de transporte firme de gas para operar a potencia efectiva durante las horas punta (aun cuando no cuenten con la capacidad de transporte que les permita operar las 24 horas del día a potencia efectiva), participen con dicha potencia y con su costo variable de gas natural en la conformación del ranking de costos variables empleado para determinar las unidades que remuneran potencia al participar en la cobertura de la máxima demanda y reserva del sistema.

Esta disposición es de carácter temporal, estará vigente mientras el concesionario de transporte de gas, Transportadora del Gas del Perú S.A. (TGP), no disponga las capacidades de transporte establecidas en la Adenda del contrato BOOT (Build, Operate, Own, Transfer) suscrita con el Estado Peruano.

K. Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del SEIN

El 27 de noviembre de 2012, el Ministerio de Energía y Minas publicó la Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE mediante la cual aprobó una nueva Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del SEIN, la cual sustituyó la norma hasta entonces vigente, aprobada por la Resolución Directoral N° 055-2007-EM/DGE del 03 de diciembre de 2007.

La norma aprobada adoptó una nueva estratificación de la información de señales y estados del sistema de potencia remitidos en tiempo real al Coordinador del Sistema, basada en el criterio de nivel de tensión, a fin de ponderar aquella información que tiene mayor relevancia para la coordinación de la operación del SEIN en tiempo real.

En cuanto a las exigencias de los índices de disponibilidad de las señales, se redefinieron las etapas de aplicación, al respecto, se aprobó una primera etapa con una disponibilidad mínima de 75%, la cual estará vigente hasta el 27 de mayo del 2014, una segunda etapa con una disponibilidad mínima de 90% con una duración de 1 año a partir de la finalización de la primera etapa y una tercera etapa, denominada "etapa objetivo" con una disponibilidad de 96% para unos casos y de 98% en el caso de señales consideradas de alta prioridad, las cuales corresponden a instalaciones con niveles de tensión mayores o iguales a 100 kV y centrales de generación mayores o iguales a 50 MW.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

El Ministerio de Energía y Minas mediante la Resolución Directoral N°444-2013-EM-DGE publicada el 31 de octubre de 2013 modificó la Resolución Directoral N° 243-2012-EM-DGE, estableciendo que el COES deberá retransmitir en tiempo real a OSINERGMIN y a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, la información intercambiada a través de la red de comunicaciones entre los centros de control de los integrantes del SEIN y el centro de control del COES.

L. Masificación del Gas Natural

El 22 de diciembre de 2012, se publicó la Ley N° 29969 “Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural”. A través de esta Ley se estableció la transferencia de S/200 millones de OSINERGMIN al FISE, se facultó a las empresas estatales de distribución eléctrica la ejecución de programas de masificación de gas natural, incluyendo la distribución de gas natural en sus zonas de concesión, debiendo el Ministerio de Energía y Minas en un plazo máximo de 3 años de iniciada la distribución de gas, comenzar el proceso de promoción de la inversión privada para el otorgamiento de la concesión de distribución de gas. Asimismo, se autorizó a los gobiernos locales y regionales la transferencia de recursos provenientes del canon a las referidas empresas estatales de distribución eléctrica.

También se modificó la “Ley que crea el SISE y FISE”, y se estableció que el cargo recaudado por el transportista de Gas Natural al generador eléctrico, debe ser compensado por la demanda mediante un cargo adicional incluido en el peaje del sistema principal de transmisión eléctrica. Asimismo se precisó que la masificación del gas natural en lo que respecta al uso residencial y vehicular priorizará la atención de la población de menores recursos y de las regiones que no cuenten con canon.

Mediante el Decreto Supremo N° 014-2013-EM publicado el 25 de mayo se modificó el Reglamento de Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural (Ley N° 27133) aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM. A través de este decreto supremo se modificaron diversos artículos del referido reglamento, asimismo se planteó el desarrollo de ramales de gasoductos a lo largo de la Red Principal de transporte, cuya construcción, operación y mantenimiento estará a cargo del Concesionario de Transporte, esto con la finalidad de promover la masificación de gas natural haciendo llegar dicho hidrocarburo a nuevas áreas de distribución de gas natural (ciudades cercanas al recorrido de la Red Principal).

Dado que no existe en el actual Reglamento de la Ley de Promoción de Gas una obligación para que el concesionario de transporte lleve a cabo las inversiones en dicha infraestructura, se establece la necesidad de la suscripción de una Adenda entre el Estado (concedente) y los Concesionarios de Transporte que cuenten con un esquema de Red Principal, a fin incluir en sus Sistemas de Transporte los ramales indicados, denominados Derivaciones Principales.

La anualidad de la Operación y Mantenimiento de las referidas derivaciones será determinado de acuerdo a los costos eficientes que determine OSINERGMIN tomando en cuenta la información económica y financiera del concesionario, utilizando de igual forma la tasa de descuento del contrato de concesión.

El ingreso anual que percibirá el Titular de la Derivación Principal estará conformado por: 1) los aportes de los Consumidores Independientes atendidos por las Derivaciones Principales (cuya tarifa se calculará con la capacidad máxima de transporte de la derivación) y 2) los aportes de los Consumidores Nacionales Usuarios de la Red Principal que pagarán las tarifas reguladas afectada por un Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) definido por OSINERGMIN, el cual no podrá ser superior a 1.2.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

M. Seguridad Energética y Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País

El 22 de diciembre de 2012, se publicó la Ley N° 29970 “Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País”. Dicha Ley declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética, la obtención y transporte del etano al sur del país y la construcción de ductos regionales en las regiones de Huancavelica, Junín y Ayacucho, desde el gasoducto existente. Asimismo, a través de esta Ley se dictaron disposiciones complementarias destinadas a agilizar y simplificar las gestiones administrativas relacionadas con la obtención de permisos y autorizaciones.

Con relación al afianzamiento de la seguridad energética:

- i. Las empresas encargadas de implementar los proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural podrán ser beneficiados del mecanismo de Ingresos Garantizados siempre que exista una mejora en la seguridad energética del sector eléctrico, debiéndose otorgar dichos proyectos mediante contratos de concesión, resultantes de procesos de promoción de la inversión.
- ii. Se estableció una serie de proyectos necesarios para incrementar la seguridad energética, siempre que operen de forma paralela y conjunta con el sistema de transporte de gas y/o líquidos de Camisea actualmente existentes, entre los que se destacan:
 - Un gasoducto y un ducto de líquidos comprendidos desde Camisea hasta la estación de Compresión Chiquintirca, a excepción del tramo que por obligación contractual le corresponde al concesionario existente.
 - Un gasoducto y/o ducto de líquidos comprendido desde el sistema existente hasta Anta en Cusco que esté en capacidad de suministrar gas natural a la futura Central Térmica de Quillabamba y a la costa sur del Perú.
 - Una Planta de Regasificación e instalaciones para la importación de Gas Natural Licuefactado ubicada en Pampa Melchorita.
- iii. La parte no recuperada con los ingresos tarifarios del concesionario, podrán ser cubiertos según el mecanismo de los Ingresos Garantizados mencionado o según lo establecido por la Ley N° 29852 “Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético” conforme lo establezca el Ministerio de Energía y Minas.
- iv. ELECTROPERÚ participará en el desarrollo del Proyecto Complejo Energético del Sur mediante la procura de gas natural y contratación de la capacidad de transporte de gas desde Anta hasta la costa sur del Perú para operación del Complejo Energético mencionado y el Polo Petroquímico en el sur del Perú.
- v. Los usuarios asumirán como un cargo adicional en el peaje del sistema principal de transmisión: i) las compensaciones relacionadas con los costos del gas natural que propicien la instalación de generación eléctrica en el norte y sur del Perú y ii) la contratación de transporte firme de gas no cubierto por los generadores existentes, a fin de viabilizar el desarrollo del Nodo Energético del Sur.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Con relación al desarrollo del Polo Petroquímico se estableció:

- i. El etano podrá ser obtenido mediante: i) negociación con los Contratistas de los lotes que explotan o exploten gas natural o ii) por la extracción del etano del gas natural comprado por los clientes.
- ii. Petroperú participará en el desarrollo del Polo Petroquímico, cuya participación será establecida según lo que disponga el Ministerio de Energía y Minas.
- iii. El Ministerio de Energía y Minas realizará un aumento de capital de Petroperú de hasta por US\$ 400 millones el cual tienen carácter temporal hasta por un máximo de 15 años.

A través del Decreto Supremo N°038-2013-EM publicado el 17 de octubre de 2013, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Reglamento que incentiva el incremento de la generación eléctrica dentro en el marco de la Ley N° 29970, entre otras consideraciones, se estableció que el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial aprobará cada dos años a propuesta del COES y opinión de OSINERGMIN, el requerimiento de capacidad de generación termoeléctrica, ubicación y plazos para la puesta en operación comercial que deberá ser subastada, necesaria para afianzar la seguridad energética, requerimiento que fue ampliado a la generación hidroeléctrica mediante el Decreto Supremo N° 002-2015-EM publicado el 27 de enero de 2015, el cual modificó el Decreto Supremo N°038-2013-EM.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 005-2014-EM publicado el 7 de febrero de 2014 el Ministerio de Energía y Minas aprobó el reglamento de la Ley N° 29970 en lo referido a promover un Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos, el cual comprende los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural dentro de la Zona de Seguridad y el sistema de transporte de gas natural por el Gasoducto Sur Peruano. La denominada Zona de Seguridad corresponde a la región comprendida entre Malvinas, Chiquintirca (a 207 km de Camisea sobre la ruta del actual gasoducto) en Ayacucho y Anta (aproximadamente a 170 km al sur del actual gasoducto, en la que la generadora estatal Electroperú instalará su futura central térmica Quillabamba) en Cusco; esta zona es aquella en la que el Estado garantiza la confiabilidad y disponibilidad en el suministro de hidrocarburos.

Entre otras medidas mediante este Decreto se define un Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE) el cual será recaudado a los consumidores a través del peaje del Sistema Principal de Transmisión, teniendo por finalidad completar el monto que faltase para que el concesionario del referido Sistema Integrado de Transporte de Gas Natural perciba el Ingreso Garantizado Anual que le corresponda como resultado del proceso de adjudicación de la concesión, la administración del referido cargo estará a cargo de OSINERGMIN. El plazo de inicio del adelanto de los Ingresos Garantizados del Sistema Integrado será definido por el Ministerio de Energía y Minas el cual no deberá exceder los 6 meses desde la fecha de suscripción del Contrato de Concesión.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 014-2014-EM publicado el 6 de mayo de 2014 se establecieron disposiciones complementarias para la aplicación de la Ley N° 29970, entre las que destacan lo relacionado con el Adelanto de los Ingresos Garantizados del concesionario del Sistema de Seguridad de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural y del Gasoducto Sur Andino, la recaudación de los cargos CASE, SISE y de las tarifas reguladas de gas natural a cuenta del referido adelanto y el fidecomiso creado para la gestión de dicha recaudación.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Mediante la Resolución Ministerial N° 124-2016-MEM/DM de fecha 29 de marzo de 2016 se aprobó el mecanismo de compensación de los costos de gas natural que propicia la instalación de generadores eléctricos en el norte y sur del país con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica de la zona central, incluidos los costos de capacidad de transporte firme no utilizada por las centrales del nodo energético del sur, compensación que será recaudada de la demanda de electricidad a través de un cargo tarifario a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión.

N. Mecanismo para la atención de Emergencias por Interrupción del Suministro de Gas Natural

Mediante el Decreto Supremo N° 050-2012-EM publicado el 31 de diciembre de 2012, se estableció un mecanismo para la atención de emergencias que pongan en riesgo la continuidad del suministro de gas natural el cual se activará en situaciones de emergencia que escapen del control del productor y/o concesionarios de transporte y/o distribución y afecten total o parcialmente las actividades de gas natural y/o líquidos de gas natural.

- Se establece que en dichas situaciones se destinará el gas natural disponible únicamente para el mercado interno, según un orden de prioridad, ubicándose los generadores eléctricos como cuartos en prioridad, después de los clientes residenciales y comerciales regulados y usuarios de transporte.
- Se establece una declaración automática de Situación Excepcional en el SEIN.
- Se exceptúa el pago de compensaciones por deficiencias de calidad del producto y suministro eléctrico.
- Se autoriza a quienes están obligados a mantener existencias de combustibles líquidos, el poder disponer ellas.

O. La Política Energética y Plan de Acceso Universal a la Energía

Con la finalidad de contar con un suministro energético confiable, eficiente, autosuficiente, de precios razonables, de menor impacto ambiental posible, y poco expuesto al incremento y volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, el gobierno peruano consideró necesario establecer una política de estado en el campo energético a fin de que el requerimiento de energía que acompaña todo crecimiento económico pueda estar garantizado en el mediano y largo plazo.

Para tal fin, mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM publicado el 24 de noviembre del 2010, se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, estableciendo 09 objetivos de política y sus respectivos lineamientos, los cuales consisten en:

- i. La diversificación de la matriz energética con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética, a través de esta política se establece la necesidad de promover proyectos e inversiones que permitan diversificar la matriz energética mediante fuentes renovables convencionales y no convencionales, hidrocarburos, geotérmicas y nuclear; asimismo se establece promover el uso de la generación distribuida y priorizar la construcción de centrales hidroeléctricas.
- ii. El abastecimiento energético competitivo, se dispone la necesidad de contar con la infraestructura necesaria en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos, que asegure el abastecimiento energético, asimismo de establecer un marco normativo que promueva la competencia, minimice la concentración del

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados

30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

mercado y favorezca la transparencia en la formación de los precios, y que regule el acceso y las tarifas donde no sea posible establecer mecanismos de competencia. Otros de los lineamientos de este objetivo corresponden también en desarrollar mecanismos que limiten el impacto de la volatilidad de los precios del mercado internacional, así como de promover la inversión privada, correspondiendo al Estado su rol subsidiario.

- iii. El acceso universal al suministro energético, a través de este objetivo se busca alcanzar una cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos, subsidiando temporalmente a las poblaciones de bajos recursos. Asimismo se plantea que las comunidades locales deben involucrarse en los proyectos de electrificación rural, debiendo impulsarse el uso productivo de la energía en las zonas aisladas, rurales y urbano-marginales. Los sistemas de transporte necesarios para que el servicio llegue a todos los lugares debe también ser priorizado.
- iv. La eficiencia en la producción y el consumo de energía, para conseguir este objetivo deberá fomentarse una cultura de uso eficiente de la energía que permita obtener resultados cuantificables, debiendo involucrarse a las empresas del sector energético y usuarios en los programas de eficiencia energética mediante mecanismos promotores e incentivos. Asimismo se contempla la necesidad de utilizar sistemas tecnológicos inteligentes que permitan efectuar una adecuada gestión de la oferta y demanda de energía, así como la creación del centro de eficiencia energética como organismo descentralizado que promueva el uso eficiente de la energía.
- v. La autosuficiencia en la producción de energía, se plantea promover la producción de energía eléctrica basada en los recursos energéticos disponibles en las regiones y en el incentivo de exploración y explotación de dichos recursos. Asimismo se deberá promover inversiones que permitan implementar, modernizar y ampliar las refinerías del país con la finalidad de atender la demanda interna. Por otro lado se plantea también mantener los procesos de licitaciones de suministro para lograr anticipadamente la suficiencia de generación de electricidad. También se plantea un uso racional de los recursos energéticos a fin de asegurar su disponibilidad futura.
- vi. El desarrollo del sector energético con mínimo impacto ambiental, este objetivo plantea impulsar el desarrollo y uso de energías limpias y de tecnología con bajas emisiones contaminantes así como el establecimiento de mecanismos de mitigación de emisiones provenientes de actividades energéticas. Se busca promover los proyectos energéticos que puedan obtener los beneficios de la venta de certificados de reducción de emisiones para el mercado de carbono, se establece que deberá promoverse las relaciones de armonía entre el Estado, las comunidades y las empresas.
- vii. El desarrollo de la industria y uso del gas natural, se plantea promover la sustitución de combustibles derivados del petróleo por el gas natural y gas licuado de petróleo GLP en la industria y en el transporte, la masificación del uso del gas natural a través de sistemas de distribución descentralizados, asimismo se considera impulsar el desarrollo de la industria petroquímica y promover el desarrollo de una red de poliductos y el fortalecimiento de los sistema de transporte y almacenamiento de hidrocarburos acorde al crecimiento del país.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

- viii. El fortalecimiento de la institucionalidad y transparencia del sector, se plantea la necesidad de actuar y promover la transparencia en las actividades del sector así como de garantizar una estabilidad jurídica que permita impulsar el desarrollo energético en el largo plazo. Asimismo se plantea promover la investigación, desarrollo e innovación tecnológica del sector energético, entre otros puntos.
- ix. La integración energética regional con una visión de largo plazo, establece tener identificado de manera continua los beneficios de la integración energética, llevando a cabo los acuerdos que permitan lograr de manera paulatina una integración de los mercados.

Mediante la Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM publicada el 28 de mayo de 2013, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el “Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022”. En él se identifican dos prioridades claves en el ámbito energético global:

- i. El acceso universal a la energía, que define 100% de acceso para las necesidades básicas humanas al año 2030 y se concreta en dos objetivos:
 - 100% de acceso para las necesidades básicas humanas al año 2030; 100% de acceso a la electricidad: iluminación, comunicación, servicios comunitarios.
 - 100% de acceso a tecnologías y combustibles para cocinar y calentar: cocinas mejoradas, gas natural, GLP, biogás.
- ii. La mejora de la eficiencia energética:

El acceso a la energía es considerado como uno de los pilares para la lucha contra la pobreza.

El objetivo de este plan es promover, desde el ámbito energético, un desarrollo económico eficiente, sustentable con el medio ambiente y con equidad, implementando proyectos que permitan el acceso universal al suministro eléctrico, priorizando el uso de fuentes de energía eléctrica disponibles, con el objeto de generar una mayor y mejor calidad de vida de las poblaciones de menores recursos.

Los recursos para la implementación del Plan de Acceso Universal a la energía serán los siguientes: El Fondo de Inclusión Social Energético, transferencias del sector público, fuentes de financiamiento externo, aportes, asignaciones, donaciones, recursos a través de convenios, y recursos considerados en el Plan Nacional de Electrificación Rural 2013-2022.

P. Aporte por Regulación

Como consecuencia de la transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental de OSINERGMIN al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) mediante los Decretos Supremos N°127-2013-PCM y 129-2013-PCM publicados el 19 de diciembre de 2013, se establecieron nuevos Aportes por Regulación de las entidades y empresas del Sector Energía (Electricidad e Hidrocarburos) a OSINERGMIN y OEFA. Dichos aportes son obtenidos como resultado de aplicar los porcentaje establecidos a la facturación mensual, que correspondan a las operaciones con terceros relacionadas directamente con la actividad normada, regulada, supervisada o fiscalizada, deducido el Impuesto General a las Ventas y el impuesto de Promoción Municipal.

3. Bases de Preparación de los Estados Financieros Consolidados

A. Declaración de Cumplimiento

Los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante "NIIF"), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB") y vigentes a dicha fecha.

B. Responsabilidad de la Información

La información contenida en los estados financieros consolidados es responsabilidad de la Gerencia de la Compañía, que manifiesta expresamente que han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF emitidas por el IASB.

C. Bases de Medición

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con el principio de costo histórico a excepción de los instrumentos financieros derivados, registrados a su valor razonable.

D. Moneda Funcional y Moneda de Presentación

Los estados financieros consolidados se presentan en miles de soles, que es la moneda funcional y de presentación de la Compañía y su Subsidiaria.

E. Uso de Juicios y Estimaciones

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria realicen juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas contables y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

Las estimaciones contables resultantes, por definición, muy pocas veces serán iguales a los respectivos resultados reales. Sin embargo, en opinión de la Gerencia de la Compañía y de su Subsidiaria, los resultados reales no variarán significativamente con respecto a las estimaciones y supuestos aplicados por la Compañía y su Subsidiaria. Las principales estimaciones contables efectuadas por la Gerencia son las siguientes:

- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver notas 4(H) y 4(L)).
- Deterioro de las propiedades, plantas y equipos (ver nota 4(J)).
- Las hipótesis utilizadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones por premios por antigüedad a los empleados, tales como tasas de descuento, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver 4(Q)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver notas 4(D), 4(E) y 4(F)).
- La energía suministrada a clientes y no facturada al cierre de cada período.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida,

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros consolidados, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.

- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver nota 4(P)).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver nota 4(K)).
- Impuestos corrientes y diferidos (ver nota 4(N)).

La Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria ha ejercido su juicio crítico al aplicar las NIIF en la preparación de los estados financieros consolidados, según se explica en las correspondientes políticas contables.

F. Consolidación de Estados Financieros

Los estados financieros consolidados comprenden los estados financieros separados de Edegel S.A.A. y los estados financieros separados de su Subsidiaria Chinango S.A.C. que se detallan en la nota 1.

i. Subsidiaria

La Subsidiaria es toda entidad controlada por la Compañía. La Compañía controla una entidad cuando está expuesto o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación con la entidad y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre la Subsidiaria. Los estados financieros de la Subsidiaria se incluyen en los estados financieros consolidados desde la fecha en que el control se inicia hasta la fecha en el que cesa el mismo.

La Compañía usa el método de compra para contabilizar la adquisición de subsidiarias. El costo de una adquisición se determina como el valor razonable de los activos entregados, instrumentos de patrimonio emitidos y pasivos incurridos o asumidos a la fecha del intercambio; más los costos directamente atribuibles a la adquisición. Los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en una combinación de negocios se valorizan inicialmente a sus valores razonables a la fecha de la adquisición. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Compañía en los activos netos identificables adquiridos se registra como plusvalía mercantil en el activo.

Si el costo es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida (minusvalía mercantil), la diferencia es reconocida directamente en el estado consolidado de resultados.

Las transacciones, los saldos y ganancias no realizadas con la empresa que la Compañía controla, se eliminan. También se eliminan las pérdidas no realizadas a menos que la transacción evidencie el deterioro en el valor del activo transferido.

ii. Participación no Controladora

La participación de terceros, que no forman parte de la Compañía, se muestra como participación no controladora en el patrimonio dentro del estado consolidado de situación financiera y en el estado consolidado de resultados.

Las participaciones no controladoras se miden en función a la participación proporcional de los activos netos identificables de la fecha adquirida a la fecha de adquisición.

Los cambios en la participación de la Compañía en la Subsidiaria que no resultan en una pérdida de control se contabilizan como transacciones de patrimonio.

iii. Pérdida de control

Cuando la Compañía pierde el control de una subsidiaria se da de baja los activos y pasivos de la subsidiaria y cualquier interés no controlante conexo y demás componentes de patrimonio. Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en el estado consolidado de resultados. Cualquier participación retenida en la anterior subsidiaria se mide a su valor razonable cuando se pierda el control.

iv. Transacciones eliminadas en la consolidación

Los saldos y transacciones intercompañías y cualquier ingreso o gasto no realizado que surjan de transacciones intercompañías grupales, son eliminados. Las ganancias no realizadas provenientes de transacciones con sociedades cuya inversión es reconocida según el método de la participación son eliminadas de la inversión en proporción de la participación del grupo en la inversión. Las partidas no realizadas son eliminadas de la misma forma que las ganancias no realizadas, pero sólo en la medida que no hay evidencia de deterioro.

4. Principales Políticas de Contabilidad

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros consolidados se detallan a continuación. Estos principios y prácticas han sido aplicados uniformemente en todos los años presentados, a menos que se indique lo contrario.

A. Efectivo y Equivalente al Efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo comprenden el efectivo disponible, depósitos a la vista en bancos, y otras inversiones de corto plazo altamente líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos y con riesgo no significativo de cambio en su valor razonable.

B. Cuentas por Cobrar Comerciales y Estimación de Cobranza Dudosa

Las cuentas por cobrar comerciales son generadas por venta de energía y potencia, las cuales se facturan al mes siguiente del despacho de la energía, efectuándose una provisión por las ventas devengadas cada mes.

Los saldos de las cuentas por cobrar comerciales se registran a su valor nominal, neto de su estimación de cobranza dudosa.

La estimación para cuentas de cobranza dudosa es calculada sobre la base de una evaluación que efectúa la Gerencia sobre el riesgo de crédito de cada cliente. Si en función a la evaluación efectuada se determina que el cliente presenta un alto riesgo crediticio, la Gerencia determina el monto que debe ser estimado como cuenta de cobranza dudosa, el cual es registrado con cargo a los resultados del ejercicio en el cual se determina la necesidad de dicha estimación.

La Gerencia considera que el procedimiento utilizado permite estimar y registrar las provisiones necesarias para cubrir adecuadamente el riesgo de pérdidas en las cuentas por cobrar comerciales.

Las cuentas incobrables se castigan cuando se identifican como tales.

C. Inventarios y Estimación de Desvalorización de Inventarios

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina usando el método de costo promedio ponderado, a excepción de los inventarios por recibir, en los cuales se utiliza el método de costo específico. El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos estimados para terminar su producción y realizar su venta.

La estimación para desvalorización de inventarios se determina en base a estudios técnicos periódicos que realiza la Gerencia sobre la obsolescencia de sus inventarios, dicha estimación se carga a los resultados del ejercicio en que ocurren tales deducciones.

D. Instrumentos Financieros

La Compañía y su Subsidiaria clasifican los activos financieros no derivados en la siguiente categoría: préstamos y partidas por cobrar. La Compañía y su Subsidiaria clasifican los pasivos financieros no derivados en la categoría de otros pasivos financieros.

i. Activos Financieros y Pasivos Financieros no Derivados – Reconocimiento y Baja en Cuentas

La Compañía y su Subsidiaria reconocen inicialmente las cuentas por cobrar y los instrumentos de deuda emitidos en la fecha en que se originan. Todos los otros activos no financieros y pasivos financieros se reconocen inicialmente en la fecha de contratación.

La Compañía y su Subsidiaria dan de baja un activo financiero cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales en una transacción en la que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y ventajas relacionados con la propiedad del activo financiero, o no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y ventajas relacionados con la propiedad y no retiene control sobre los activos transferidos.

La Compañía y su Subsidiaria dan de baja un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado.

Un activo y un pasivo financiero serán objeto de compensación, de manera que se presente en el estado consolidado de situación financiera su importe neto, cuando y solo cuando la Compañía y su Subsidiaria tengan el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y tenga la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

ii. Activos Financieros y Pasivos Financieros no Derivados – Medición

Préstamos y Partidas por Cobrar

Estos activos inicialmente se reconocen al valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible. Posteriormente se miden al costo amortizado usando el método de interés efectivo.

Pasivos Financieros

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente al valor razonable menos los costos de transacción directamente atribuibles. Posterior al reconocimiento inicial,

estos pasivos son medidos al costo amortizado usado el método de interés efectivo.

Los pasivos financieros se clasifican como pasivo corriente a menos que la Compañía y su Subsidiaria tenga derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos doce meses después de la fecha del estado consolidado de situación financiera.

Los costos de los pasivos financieros se registran como gasto cuando se devengan. Los costos son capitalizados si se atribuyen directamente a la adquisición o construcción de un bien calificado. La capitalización de los costos de los pasivos financieros comienza cuando las actividades para preparar el bien están en curso y se están incurriendo en los gastos y costos del préstamo. La capitalización de intereses se realiza hasta que los activos estén listos para su uso previsto. Si el valor del activo que resulta excede su valor recuperable, se registra una pérdida por desvalorización.

Los costos de los pasivos financieros incluyen los cargos por intereses y otros costos incurridos relacionados con los préstamos, como las diferencias cambiarias provenientes de préstamos en moneda extranjera utilizados para financiar proyectos, ya que corresponden a un ajuste de los costos por intereses

En opinión de la Gerencia, los valores en libros de los instrumentos financieros no derivados al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, son sustancialmente similares a sus valores razonables debido a sus períodos cortos de realización y/o de vencimiento o que están sujetos a intereses a tasas variables y fijas similares a las vigentes en el mercado.

E. Cobertura de instrumentos financieros no derivados

Si existe un alto grado de correlación entre los ingresos y las variaciones del tipo de cambio del dólar norteamericano, la Compañía estará sujeta a un riesgo de tipo de cambio por sus flujos futuros de efectivo. La NIC 39 permite cubrir estos ingresos mediante la obtención de financiación en esta moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en el estado consolidado de resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

F. Instrumentos Financieros Derivados y Cobertura Contable

Los instrumentos financieros derivados se contabilizan de acuerdo con la aplicación de la NIC 39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".

Los contratos de instrumentos financieros derivados para los cuales la Compañía y su Subsidiaria han establecido una relación de cobertura de flujo de efectivo son registrados como activos o pasivos en el estado consolidado de situación financiera y se presentan a su valor razonable.

Cuando un instrumento derivado es designado como instrumento de cobertura de flujo de efectivo, la porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce en el estado separado de resultados integrales y se presenta en otras reservas.

Cualquier porción inefectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce de inmediato en el estado consolidado de resultados.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Si el instrumento de cobertura ya no cumple con los criterios de la contabilidad de coberturas, caduca o es vendido, o es suspendido o ejecutado, o la designación se revoca, esta cobertura se descontinúa de forma prospectiva. Si ya no se espera que la transacción prevista ocurra, el saldo registrado en el patrimonio se reclasifica inmediatamente en resultados.

G. Inversión en Asociada

Las asociadas son todas las entidades sobre las que la Compañía ejerce influencia significativa pero no control; como es el caso de la inversión en Enel Brasil S.A. que es parte del Grupo Enel. Las inversiones en asociadas se registran por el método de participación patrimonial, reconociendo en los estados financieros consolidados, los cambios en los resultados y en el patrimonio de la asociada en forma proporcional a la participación de la Compañía.

Asimismo, debido a que la moneda funcional de la asociada es diferente a la de la Compañía, también se reconoce el efecto de convertir dichos saldos al Sol como moneda de presentación; es decir, los saldos del estado consolidado de situación financiera se convierten a los tipos de cambios de cierre de cada periodo y los resultados al tipo de cambio promedio; registrando cualquier diferencia en el rubro "otras reservas" en el patrimonio. Los dividendos recibidos de la asociada se registran como una reducción del valor de la inversión.

H. Propiedades, Planta y Equipo

Las propiedades, planta y equipo están registrados al costo, menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor. Asimismo, este rubro incluye el costo neto de los bienes bajo contratos de arrendamiento financiero y los repuestos adquiridos para las inspecciones mayores de las centrales térmicas. Cuando se venden o retiran los activos, se elimina su costo y depreciación acumulada, y cualquier ganancia o pérdida que resulte de su disposición se incluye en el estado consolidado de resultados.

El costo inicial de las propiedades, planta y equipo comprende su precio de compra (incluyendo aranceles e impuestos de compra no reembolsables) y cualquier costo directamente atribuible para ubicar y dejar al activo en condiciones de trabajo y uso, así como la estimación inicial de los costos de desmantelamiento. Los costos incurridos después de que los activos fijos se hayan puesto en operación se reconocen como activo si: (i) se obtienen beneficios económicos futuros derivados del mismo y (ii) el costo del activo puede ser valorado en forma fidedigna y confiable. Aquellos costos derivados del mantenimiento diario o periódico de las propiedades, planta y equipo, tales como reparaciones y trabajos de mantenimiento o conservación, se reconocen en los resultados del período en que se incurren.

Los activos en etapa de construcción se capitalizan como un componente separado. A su culminación, el costo de estos activos se transfiere a su categoría definitiva. Los trabajos en curso no se deprecian.

Los terrenos no se deprecian. La depreciación se calcula siguiendo el método de línea recta en base a las vidas útiles estimadas, que son:

	Años
Edificios y otras construcciones	45
Maquinaria y equipo	19
Muebles y enseres	10
Equipos diversos	7
Unidades de transporte	5

El valor residual, la vida útil económica y el método de depreciación se revisan y ajustan en forma periódica sobre la base de los beneficios económicos previstos para los componentes de propiedad, planta y equipo.

I. Arrendamiento Financiero

La Compañía reconoce los arrendamientos financieros registrando el activo y el pasivo en el estado consolidado de situación financiera, por un importe igual al valor razonable de los activos arrendados. Los costos directos iniciales se consideran como parte del activo. Los pagos por arrendamiento se distribuyen entre las cargas financieras y la reducción del pasivo. La carga financiera se distribuye en los períodos que dure el arrendamiento.

El arrendamiento financiero genera gastos de depreciación por el activo, así como gastos financieros por la deuda para cada período contable. La política de depreciación aplicable a los activos arrendados es consistente con la política para los otros activos de propiedades, planta y equipo que posee la Compañía y su Subsidiaria.

J. Deterioro del valor

i. Activos Financieros no Derivados

Los activos financieros no clasificados al valor razonable con cambios en resultados son evaluados en cada fecha de balance para determinar si existe evidencia objetiva de deterioro de valor.

La evidencia objetiva de que los activos financieros están deteriorados incluye: i) el atraso o impago de intereses o del principal de su deuda, ii) la probabilidad de que el deudor entre en quiebra u otra forma de reorganización financiera, y iii) circunstancias en que información observable indique que existe una reducción en el estimado de los futuros flujos de efectivo esperados del activo, como son, cambios en vencimientos o en las condiciones económicas relacionadas con incumplimiento de pagos.

ii. Activos no Financieros

Al cierre de cada período sobre el que se informa, la Compañía y su Subsidiaria revisan los importes en libros de sus activos no financieros para determinar si existe algún indicio de deterioro. Si existen tales indicios, entonces se estima el importe recuperable del activo. Los activos intangibles que posean vidas útiles indefinidas se prueban por deterioro cada año.

Para propósitos de evaluación del deterioro, los activos son agrupados en el grupo de activos más pequeño que genera entradas de efectivo a partir de su uso continuo que son, en buena medida, independientes de las entradas de efectivo derivados de otros activos o unidades generadoras de efectivo.

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

El valor recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía comprada, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía y su Subsidiaria en la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Compañía y su Subsidiaria preparan las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia de la Compañía sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, los cuales en ningún caso son crecientes ni superan a la tasa media de crecimiento a largo plazo para el sector y el país. Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 la tasa utilizada para extrapolar la proyecciones fue 3.22%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica. Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 la tasa de descuento aplicada fue de 7.9%.

Cuando hay una indicación de que ya no existe, o ha disminuido la pérdida por deterioro, se registra la reversión de la pérdida en el estado consolidado de resultados.

K. Provisión por Desmantelamiento de Centrales

Los pasivos por desmantelamiento son reconocidos cuando la Compañía y su Subsidiaria tienen obligación de desmontar y retirar instalaciones para restaurar el sitio donde están localizadas las centrales, y cuando se puede efectuar un estimado razonable del pasivo. Los costos de retiro son registrados al valor presente del desembolso futuro estimado determinado de acuerdo con los requerimientos y condiciones locales, los cuales son revisados periódicamente, incluyendo la tasa de descuento utilizada para calcular el valor presente. En el momento inicial, se reconoce un importe de activo fijo por un monto equivalente a la provisión. Posteriormente, dicho importe será depreciado al igual que las partidas de activo fijo. Cualquier cambio en el valor presente del desembolso estimado se refleja como un ajuste a la provisión y al valor del activo fijo correspondiente. Los cambios por el paso del tiempo de la provisión son registrados como gasto financiero en los resultados del período.

L. Activos Intangibles

Los intangibles se registran inicialmente al costo. Un activo se reconoce como intangible si su costo puede ser medido confiablemente y es probable que genere beneficios económicos futuros para la Compañía. Después del reconocimiento inicial, los intangibles se miden al costo menos la amortización acumulada y cualquier pérdida acumulada por deterioro.

La vida útil económica y el método de amortización son revisados periódicamente por la Gerencia de la Compañía y de su Subsidiaria sobre la base de los beneficios económicos previstos para los componentes de las partidas de intangibles.

La amortización es calculada usando el método de línea recta basada en las vidas útiles estimadas del activo.

	Años
Concesiones y derechos	2 - 30
Software	3 - 10

M. Bonos

La obligación por emisión de bonos se registra a su valor nominal. Las comisiones y los intereses se reconocen en los resultados del ejercicio cuando se devengan.

N. Impuesto a las Ganancias

Impuesto a las ganancias corriente

El impuesto a las ganancias corriente incluye el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre el ingreso o la pérdida imponible del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar relacionado con años anteriores. Se mide usando tasa impositivas que se hayan aprobado a la fecha del estado consolidado de situación financiera (nota 35).

Impuesto a las ganancias diferido

El impuesto a las ganancias diferido se reconoce por las diferencias temporarias existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos tributarios.

El activo y pasivo por impuesto a las ganancias diferido se reconocen sin tener en cuenta el momento en que se estima que las diferencias temporales se anulan. Los activos por impuesto a las ganancias diferidos sólo se reconocen en la medida que sea probable que se disponga de beneficios tributarios futuros, para que el activo pueda utilizarse.

El impuesto a las ganancias diferido debe medirse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación a las diferencias temporarias en el periodo en el que se reversen usando tasas fiscales aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha del estado consolidado de situación financiera.

O. Participación de los Trabajadores

La participación de los trabajadores se determina usando los mismos criterios para determinar el impuesto a las ganancias corriente. La tasa de participación de los trabajadores aplicable a la Compañía es de 5%.

P. Provisiones

i. Reconocimiento y Medición

Se reconocen sólo cuando la Compañía y su Subsidiaria tienen una obligación (legal o implícita) presente como resultado de un evento pasado, es probable que se requieran recursos para cancelar la obligación y se pueda estimar confiablemente el monto de la obligación. Las provisiones se determinan descontando los flujos de efectivo futuros esperados usando una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones correspondientes al valor temporal del dinero que el mercado esté haciendo, así como el riesgo específico del pasivo correspondiente. La reversión del descuento se reconoce como costo financiero.

ii. Pasivos y Activos Contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros y se exponen en notas a los estados financieros a menos que su ocurrencia sea remota. Los activos contingentes no se registran en los estados financieros pero se divulgan en notas cuando su grado de contingencia es probable.

Q. Beneficios a los Empleados

Beneficios a corto plazo

Los beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidos como gasto cuando se presta el servicio relacionado. Se reconoce una obligación por el monto que se espera pagar si la Compañía posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada con fiabilidad.

Gratificaciones

La Compañía reconoce el gasto por gratificaciones y su correspondiente pasivo sobre las bases de las disposiciones legales vigentes en Perú; las gratificaciones corresponden a dos remuneraciones anuales que se pagan en julio y en diciembre de cada año.

Compensación por tiempo de servicios

La compensación por tiempo de servicios del personal de la Compañía corresponde a sus derechos indemnizatorios calculados de acuerdo con la legislación vigente la que se tiene que depositar en las cuentas bancarias designadas por los trabajadores en los meses de mayo y noviembre de cada año. La compensación por tiempo de servicios del personal es equivalente a una remuneración vigente a la fecha de su depósito. La Compañía no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos a los que el trabajador tiene derecho.

Vacaciones

Las vacaciones anuales del personal se reconocen sobre la base del devengado. La provisión por la obligación estimada por vacaciones anuales del personal resultante de servicios prestados por los empleados se reconoce en la fecha del estado de situación financiera.

Otros beneficios a los empleados a largo plazo

La Compañía otorga premios por antigüedad a sus empleados por cada periodo de cinco años trabajados (quinquenio), los cuales se calculan en base a un porcentaje de la remuneración vigente al término del período. Esta obligación se estima sobre la base de cálculos actuariales. La Compañía registra el gasto según el criterio del devengado y cualquier ganancia o pérdida actuarial se registra directamente en el estado de resultados integrales.

R. Reconocimiento de Ingresos, Costos y Gastos

Los ingresos son reconocidos en la medida que sea probable que los beneficios económicos fluirán a la Compañía y su Subsidiaria.

Los ingresos por venta de energía y potencia entregada y no facturada se reconocen como ingresos en el mes en que se presta el servicio en base a las estimaciones efectuadas por la Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria y se facturan al mes siguiente del despacho de la energía.

Los siguientes criterios se deben cumplir para reconocer los ingresos:

Ventas de energía y remuneración de potencia.-

Las ventas de energía, son calculadas en base a lecturas cíclicas y son reconocidos íntegramente en el periodo en que se presta el servicio. El ingreso por energía entregada y no facturada entre la última lectura cíclica y el fin de cada mes es calculada en base a estimados de la energía consumida por los usuarios del servicio durante el período referido.

Ingresos por intereses.-

Los intereses se reconocen en proporción al tiempo transcurrido, de forma que refleje el rendimiento efectivo del activo.

Los costos de compra de combustible, energía y peajes son reconocidos cuando se devengan.

Los gastos se reconocen a medida que se devengan y se registran en los períodos con los cuales se relacionan.

S. Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta básica y diluida por acción resulta de dividir la utilidad neta atribuible a los accionistas mayoritarios entre el promedio ponderado del número de acciones ordinarias en circulación a la fecha del estado consolidado de situación financiera (nota 34).

La utilidad por acción diluida corresponde a la utilidad básica por acción, ajustada por los efectos diluyentes de acciones originadas por conversión de bonos o acciones convertibles, entre otros. Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía y su Subsidiaria no tienen instrumentos financieros con efecto diluyente, por lo que la utilidad básica y diluida por acción es la misma.

T. Transacciones y Saldos en Moneda Extranjera

Transacciones en moneda extranjera se consideran aquellas que se efectúan en una moneda diferente a la moneda funcional. Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones.

La Compañía y su Subsidiaria han establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en el estado consolidado de resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

U. Clasificación de Saldos en Corriente y No Corriente

En el estado consolidado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Compañía y su Subsidiaria, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos no corrientes.

V. Valor Razonable

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes de un mercado a la fecha de medición. La medición al valor razonable se basa en el supuesto de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo tiene lugar, ya sea:

- En el mercado principal para el activo o pasivo, o
- En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo

El mercado principal o más ventajoso debe ser accesible por la Compañía y su Subsidiaria. Asimismo, el valor razonable de un pasivo refleja su riesgo de incumplimiento.

Todos los activos y pasivos por los cuales se determinan o revelan valores razonables en los estados financieros son clasificados dentro de la jerarquía de valor razonable, descrito a continuación, en base al nivel más bajo de los datos usados que sean significativos para la medición al valor razonable como un todo:

Nivel 1: Precios de cotización no ajustados en mercado activos para activos o pasivos idénticos.

Nivel 2: Información distinta a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que se pueda confirmar para el activo o pasivo, ya sea directamente o indirectamente.

Nivel 3: Información sobre el activo o pasivo que no se basa en data que se pueda confirmar en el mercado.

Para los activos y pasivos que son reconocidos al valor razonable en los estados financieros consolidados sobre una base recurrente, la Compañía y su Subsidiaria determinan si se han producido transferencias entre los diferentes niveles dentro de la jerarquía mediante la revisión de la categorización al final de cada período de reporte.

La Gerencia de la Compañía determina las políticas y procedimientos para mediciones al valor razonable recurrentes y no recurrentes. A cada fecha de reporte, la Gerencia analiza los movimientos en los valores de los activos y pasivos que deben ser valorizados de acuerdo con las políticas contables de la Compañía y su Subsidiaria.

Para propósitos de las revelaciones de valor razonable, la Compañía y su Subsidiaria han determinado las clases de activos y pasivos sobre la base de su naturaleza, características y riesgos y el nivel de la jerarquía de valor razonable tal como se explicó anteriormente.

W. Nuevos Pronunciamientos Contables que no han sido Adoptados Anticipadamente

Las siguientes normas e interpretaciones han sido publicadas con aplicación para períodos que comienzan con posterioridad a la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados.

- NIIF 9, “Instrumentos financieros”, reemplaza las guías de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición. La NIIF 9 incluye guías revisadas para la clasificación y medición de instrumentos financieros, incluyendo un nuevo modelo de pérdidas crediticias esperadas para calcular el deterioro de los activos financieros, y los nuevos requerimientos generales de contabilidad de coberturas. También mantiene las guías relacionadas con el reconocimiento y la baja de cuentas de los instrumentos financieros de la NIC 39. La Compañía evaluará el impacto total de la NIIF 9 y planea adoptar la NIIF 9 a más tardar en el periodo contable que inicia a partir del 1 de enero de 2018. Se permite su adopción anticipada.
- La NIIF 15, “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos de clientes”, establece un marco completo para determinar si se reconocen ingresos de actividades ordinarias, cuándo se reconocen y en qué monto. Reemplaza las actuales guías para el reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 “Ingresos de Actividades Ordinarias”, NIC 11 “Contratos de Construcción” y “CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes”. La modificación no es obligatoria para la Compañía hasta el periodo contable que inicia el 1 de enero de 2017. Se permite su adopción anticipada.
- La NIIF 16, “Arrendamientos”, emitida el 13 de enero de 2016. Esta norma requiere que las entidades contabilicen todos los arrendamientos en sus estados financieros. El principal impacto en las entidades con arrendamientos operativos es incremento en activo y deuda financiera, así como en sus métricas de reporte. La Norma es obligatoria para los periodos anuales que se informan, que inician el 1 de enero de 2019 o después. Se permite su adopción anticipada.
- Modificaciones a la NIC 12, “Impuesto a las Ganancias” – Reconocimiento de impuesto a la renta diferido activo por pérdidas no realizadas. Esta modificación enfatiza considerar la existencia de restricciones legales a la utilización de ganancias fiscales futuras contra las cuales se aplicará las diferencias temporales, así como la existencia de evidencia suficiente del importe de recuperación del valor del activo diferido por importe mayor a su valor en libros. La modificación no es obligatoria para la Compañía hasta el 1 de enero de 2017. Se permite su adopción anticipada.

La Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria se encuentran evaluando el impacto, en caso de existir alguno, de la adopción de estas modificaciones y Nuevas Normas Internacionales de Información Financieras (NIIF) emitidas que aún no son efectivas a la fecha de los estados financieros consolidados.

5. Administración de Riesgos Financieros

A. Gestión de Riesgo Financiero

La Compañía y su Subsidiaria están expuestas a los siguientes riesgos relacionados con el uso de instrumentos financieros:

i. Marco de Gestión de Riesgo

La Gerencia es responsable de establecer y supervisar la estructura de gestión de riesgos. La Gerencia de Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos. Este departamento identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros.

Las políticas de gestión de riesgo de la Compañía y su Subsidiaria son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por la Compañía y su Subsidiaria, fijar límites y controles de riesgo adecuados, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de gestión de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades de la Compañía y su Subsidiaria.

La Compañía y su Subsidiaria, a través de sus normas y procedimientos de gestión, pretende desarrollar un ambiente de control disciplinado y constructivo en el que todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

ii. Riesgo de crédito

Los activos financieros de la Compañía y su Subsidiaria potencialmente expuestos a concentraciones de riesgo de crédito corresponden principalmente a depósitos en bancos y cuentas por cobrar presentados en el estado consolidado de situación financiera.

La Compañía y su Subsidiaria mitigan la concentración y riesgo de crédito a través de la política de depositar sus fondos excedentes en entidades financieras locales de primer nivel.

De otro lado, el riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, es históricamente muy bajo dado el corto plazo de cobro a los clientes, que hace que no acumulen individualmente montos significativos.

La Gerencia de la Compañía evalúa periódicamente el riesgo crediticio de su cartera de clientes, sobre la base de una metodología diseñada por su matriz, que toma en cuenta factores como: liquidez, endeudamiento, rentabilidad, antigüedad del negocio, comportamiento de pago, antecedentes judiciales, entre otros.

Deterioro del Valor

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la antigüedad de los deudores comerciales por cobrar que no estaban deteriorados es la siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Vigentes y no deterioradas	184,473	180,826
De 1 y 30 días	167,929	45,375
De 31 y 60 días	30,024	18,408
De 61 y 90 días	16,862	17,138
De 91 a más	172,693	73,278
	571,981	335,025

El movimiento de la estimación por deterioro de cuentas por cobrar es como sigue:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Saldo inicial	22,720	-
Adiciones	-	22,720
Saldo final	22,720	22,720

La Gerencia cree que los montos deteriorados por más de 30 días aún son enteramente recuperables sobre la base del comportamiento de pago histórico y análisis del riesgo de crédito del cliente, incluidas sus calificaciones de créditos cuando están disponibles.

iii. Riesgo de liquidez

La liquidez se controla a través del calce de los vencimientos de sus activos y pasivos, de mantener una adecuada cantidad de fuentes de financiamiento y de la obtención de líneas de crédito que le permiten desarrollar sus actividades normalmente. La Compañía y su Subsidiaria tienen un nivel apropiado de recursos y mantiene líneas de financiamiento con entidades bancarias.

La Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria monitorean permanentemente sus reservas de liquidez, sobre la base de sus proyecciones del flujo de caja.

El siguiente cuadro analiza los pasivos financieros de la Compañía y su Subsidiaria a la fecha del estado consolidado de situación financiera, clasificado según los vencimientos contractualmente establecidos:

En miles de soles	30 de junio de 2016					
	Menos de 1 año	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años
Pasivos financieros:						
Bonos	72,242	32,920	26,882	57,920	57,920	-
Préstamos bancarios	90,531	95,067	4,158	-	-	-
Arrendamiento financiero	95,110	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales	201,537	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	64,130	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar	23,299	-	-	-	-	-
	546,849	127,987	31,040	57,920	57,920	-

En miles de soles	31 de diciembre de 2015					
	Menos de 1 año	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años
Pasivos financieros:						
Bonos	73,221	-	34,130	87,001	25,000	34,130
Préstamos bancarios	141,503	18,131	92,370	1,437	-	-
Arrendamiento financiero	47,485	76,308	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales	184,058	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	33,836	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar	48,708	-	-	-	-	-
	528,811	94,439	126,500	88,438	25,000	34,130

(*) No incluye tributos, anticipos recibidos y otorgados y todos los pasivos laborales.

La Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria administran el riesgo asociado con cada una de las categorías descritas. La relación con las instituciones financieras, proveedoras de líneas de crédito, aseguran la liquidez necesaria para hacer frente a las obligaciones de corto y largo plazo. Una adecuada administración de capital de trabajo, facilita el desarrollo de las operaciones del negocio.

Al 30 de junio de 2016, la Compañía y su Subsidiaria presentan una liquidez de S/ 72,738,000 (S/ 86,309,000 al 31 de diciembre de 2015) en efectivo y otros medios equivalentes y de S/ 557,698,000 en líneas de crédito disponibles (S/585,350,000 al 31 de diciembre de 2015).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria no existe riesgo significativo de liquidez al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

iv. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de sufrir pérdidas en posiciones de balance derivadas de movimientos en los precios de mercado. Estos precios comprenden tres tipos de riesgo: (i) riesgo de moneda, (ii) riesgo de tasas de interés y (iii) riesgo de precios de “commodities” y otros. Los instrumentos financieros de la Compañía y su Subsidiaria están afectados sólo por los riesgos de tipo de cambio y tasas de interés.

▪ **Riesgo de tipo de cambio**

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo que el valor razonable de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe por variaciones en los tipos de cambio. La Gerencia de Finanzas es la responsable de identificar, medir, controlar e informar la exposición al riesgo cambiario global de la Compañía y su Subsidiaria. La posición corriente en moneda extranjera comprende los activos y pasivos que están expresados al tipo de cambio de la fecha del estado consolidado de situación financiera. Cualquier devaluación/revaluación de la moneda extranjera afectaría el estado consolidado de resultados integrales.

Las operaciones en moneda extranjera se efectúen a los tipos de cambio del mercado libre publicados por la Superintendencia de Banca, Seguros y Administradora de Fondo de Pensiones (SBS).

Las actividades de la Compañía y su Subsidiaria la exponen principalmente al riesgo de fluctuación en los tipos de cambio del Sol con respecto al Dólar Estadounidense.

Los saldos de las partidas del activo y pasivo en moneda extranjera al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 se resumen como sigue:

En miles de dólares estadounidenses	Junio 2016	Diciembre 2015
Activos		
Efectivo y equivalente de efectivo	10,583	4,186
Cuentas por cobrar comerciales, neto	80,182	38,993
Otras cuentas por cobrar, neto	766	728
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	3,685	1,799
	95,216	45,706
Pasivos		
Cuentas por pagar comerciales	12,850	2,811
Pasivos financieros a largo plazo, incluye porción corriente	146,142	169,698
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	18,453	6,410
	177,445	178,919
Posición pasiva, neta	82,229	133,213

Dichos saldos al 30 de junio de 2016, han sido expresados en Soles al tipo de cambio de cierre de S/ 3.292 (S/ 3.413 al 31 de diciembre de 2015)

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio está formulada sobre la base de los flujos de caja proyectados y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

▪ **Riesgo de tasa de interés**

La Compañía y su Subsidiaria no tienen activos significativos que generan intereses; los ingresos y los flujos de efectivo operativos de la Compañía y su Subsidiaria son independientes de los cambios en las tasas de interés en el mercado. La exposición de la Compañía y su Subsidiaria a este riesgo se genera básicamente por sus obligaciones financieras.

El endeudamiento a tasas variables podría exponer a la Compañía y su Subsidiaria al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. La Compañía y su Subsidiaria minimizan este riesgo contratando parcialmente sus obligaciones financieras a tasas de interés fijas, y sea con deudas emitidas inicialmente a tasas de interés fijas o contratando instrumentos financieros derivados que transforman el riesgo de tasa de interés de variable a fijo.

La porción de obligaciones financieras a tasa fija o cubierta al 30 de junio de 2016 es de 67% (60% al 31 de diciembre de 2015), considerando la Compañía y Subsidiaria que no le afectarán el riesgo de fluctuaciones de tasas de interés, por encontrarse dentro de la banda adecuada sobre la cual maneja su composición de deuda a tasas fija y variable.

Por otro lado, el endeudamiento a tasas fijas podría exponer a la Compañía y su Subsidiaria al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos financieros. Al respecto, la Compañía y su Subsidiaria consideran que este riesgo no es material debido a que las tasas de interés de sus contratos de financiamiento no difieren significativamente de las tasas de interés de mercado.

La Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria consideran que las fluctuaciones futuras en las tasas de interés no afectarán significativamente a los resultados futuros de sus operaciones.

B. Clasificaciones Contables y Valores Razonables

La tabla a continuación presenta los valores en libros y los valores razonables de los activos y pasivos financieros. El importe en libros es una aproximación razonable del valor razonable.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

B.1 El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

En miles de soles	Valor en libros			Total	Valor Razonable	
	Préstamos y cuentas por cobrar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivado de cobertura		Nivel 1	Total
Junio 2016						
Activos financieros no medidos a valor razonable						
Cuentas por cobrar comerciales	571,981	-	-	571,981	-	-
Cuentas por cobrar relacionadas	5,161	-	-	5,161	-	-
Otras cuentas por cobrar (*)	27,327	-	-	27,327	-	-
Total corriente	604,469	-	-	604,469	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	12,132	-	-	12,132	-	-
Total no corriente	12,132	-	-	12,132	-	-
Pasivos financieros no medidos a valor razonable						
Cuentas por pagar comerciales		201,537	-	201,537	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		64,130	-	64,130	-	-
Otras cuentas por pagar (*)		23,299	-	23,299	-	-
Pasivos financieros		257,045	-	257,045	-	-
Total corriente		546,011	-	546,011	-	-
Pasivos Financieros		274,867	-	274,867	-	-
Total no corriente		274,867	-	274,867	-	-
Pasivos financieros medidos a valor razonable						
Instrumentos derivados (corto plazo)			838	838	838	838
Total corriente			838	838	838	838

(*) No incluye tributos, ni anticipos, ni activos, ni pasivos laborales.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

B.2 El detalle de los instrumentos financieros, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

En miles de soles	Valor en libros			Total	Valor Razonable	
	Préstamos y cuentas por cobrar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivado de cobertura		Nivel 1	Total
Diciembre 2015						
Activos financieros no medidos a valor razonable						
Cuentas por cobrar comerciales	335,025	-	-	335,025		
Cuentas por cobrar relacionadas	3,048	-	-	3,048		
Otras cuentas por cobrar (*)	35,957	-	-	35,957		
Total corriente	374,030	-	-	374,030		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	6,140	-	-	6,140		
Total no corriente	6,140	-	-	6,140		
Pasivos financieros no medidos a valor razonable						
Cuentas por pagar comerciales		184,058	-	184,058		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		33,836	-	33,836		
Otras cuentas por pagar (*)		48,708	-	48,708		
Pasivos financieros		262,155	-	262,155		
Total corriente		528,757	-	528,757		
Pasivos Financieros		367,063	-	367,063		
Total no corriente		367,063	-	367,063		
Pasivos financieros medidos a valor razonable						
Instrumentos derivados (corto plazo)		-	54	54	54	-
Total corriente		-	54	54	54	-
Instrumentos derivados (largo plazo)		-	1,444	1,444	1,444	-
Total no corriente		-	1,444	1,444	1,444	-

(*) No incluye tributos, ni anticipos, ni activos, ni pasivos laborales.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

C. Estimación de valores razonables

La Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria estima que los valores en libros de los instrumentos financieros corrientes al 30 de junio de 2016 y 31 diciembre de 2015 no difieren significativamente de sus valores razonables debido a su vencimiento en el corto plazo, por lo que la revelación de dicha información no es relevante para una adecuada interpretación de la situación financiera de la Compañía y su Subsidiaria a esas fechas, y en el caso de los pasivos financieros no corrientes debido a que devenga intereses a tasas de mercado.

Para calcular el valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados, la Compañía y su Subsidiaria utilizan para su valoración el descuento de los flujos de caja esperados y modelos de valoración generalmente aceptados, basándose en las condiciones de mercado tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre del ejercicio.

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Efectivo	14	33
Cuentas corrientes (a)	54,939	26,176
Depósitos a plazo (b)	17,785	60,100
	72,738	86,309

(a) La Compañía y su Subsidiaria mantienen sus cuentas corrientes en moneda nacional y extranjera en diversos bancos locales; los fondos son de libre disponibilidad y generan intereses a tasas de mercado.

(b) Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía y su Subsidiaria mantenían depósitos a plazos en la siguientes instituciones financieras:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Banco BBVA Continental	10,450	17,300
Banco de Crédito del Perú	6,705	36,300
Scotiabank	630	6,500
	17,785	60,100

Al 30 de junio de 2016 los depósitos a plazo tienen vencimientos originales entre 1 y 4 días y al 31 de diciembre 2015 entre 5 y 7 días respectivamente.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIANotas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015**7. Cuentas por Cobrar Comerciales**

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Entidades relacionadas, (nota 8)	114,714	43,640
Clientes libres	360,344	252,739
Clientes empresas distribuidoras (b)	96,474	47,784
Clientes COES	23,169	13,582
	594,701	357,745
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar	(22,720)	(22,720)
	571,981	335,025

- (a) Las cuentas por cobrar están denominadas principalmente en soles, tienen vencimiento corriente y no generan intereses. El saldo de las cuentas por cobrar al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, corresponde a 62 y 54 clientes respectivamente.

Los tipos de clientes con los cuales la Compañía mantiene contratos de suministros de electricidad y/o vende energía son:

Clientes Libres: Clientes o usuarios conectados al SEIN, no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Clientes Empresas Distribuidoras: Clientes o usuarios que tienen una concesión de distribución para atender a los Clientes Regulados o Clientes Libres.

Clientes COES: Son empresas titulares de generación y transmisión que son integrantes del COES

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, las cuentas por cobrar de clientes libres incluyen un contrato por venta de energía y potencia con un cliente, con quien se mantiene una controversia por resolución de contrato. La Compañía inició en el año 2015, un arbitraje a efectos que se declare la vigencia del contrato con dicho cliente, habiéndose obtenido un laudo favorable a las pretensiones de la Compañía. A la fecha la Compañía está a la espera que se cumpla con lo resuelto por el laudo.

- (b) El saldo de las cuentas por cobrar comerciales al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 incluye un monto ascendente a S/ 6,392,000 que corresponde a los retiros de energía y potencia sin respaldo contractual efectuados por empresas distribuidoras entre los años 2006 al 2007, que le fueron asignados a la Compañía por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES SINAC. Dichos retiros están valorizados a la tarifa de barra y se encuentran pendientes de facturar. En opinión de la Gerencia de la Compañía, dichas cuentas por cobrar serán recuperadas en su totalidad.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

8. Transacciones con Entidades Relacionadas**A. Controladora**

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía cuenta con una empresa controladora, Generandes Perú S.A. domiciliada en Perú, quien posee el 54.20% de las acciones representativas de su capital.

B. Transacciones con personal clave de la Gerencia

No existen saldos por cobrar y pagar entre la Compañía y sus Directores y la Gerencia.

Las remuneraciones devengadas por los Directores y el personal clave de la Gerencia ascienden a:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Directores	164	212
Gerentes	3,137	5,526
	3,301	5,738

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

C. Otras transacciones con partes relacionadas

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>			Valor de transacción		Saldo pendiente al	
			30.06.2016	30.06.2015	30.06.2016	31.12.2015
Corriente						
Ventas comerciales (nota 7)						
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Venta de Energía	312,446	203,335	114,714	43,640
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Venta de Energía	610	485	-	-
			313,056	203,820	114,714	43,640
Ventas no comerciales						
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Servicio de administración	2,502	1,341	3,989	724
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Servicio de administración	578	655	395	2,324
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Otros servicios	161	104	-	-
Enel Produzione SpA	Relacionada	Otros servicios	724	-	724	-
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Otros servicios	14	3	53	-
Generandes Perú S.A.	Matriz	Otros servicios	3	-	-	-
			3,982	2,103	5,161	3,048
Total Corriente			317,038	205,923	119,875	46,688
No corriente						
Cuentas por cobrar diversas						
Enel Brasil	Asociada	Dividendos declarados	4,510	7,337	12,132	6,140
			4,510	7,337	12,132	6,140
Cuentas por pagar comerciales						
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Compra de energía, potencia y peaje	-	144	34	20
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Compra de energía, potencia y peaje	1,776	5,070	3,198	868
			1,776	5,214	3,232	888
Cuentas por pagar diversas						
Generandes Perú S.A.	Matriz	Prestamos recibidos	18	-	-	3,705
Enel Iberoamerica	Relacionada	Otros servicios	79	116	524	485
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Servicios de administración	-	1,180	659	8,118
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Otros servicios	190	201	550	-
Endesa S.A.	Relacionada	Otros servicios	168	115	126	114
Endesa Chile	Relacionada	Otros servicios	103	39	5,543	11,495
Enel S.p.A	Relacionada	Otros servicios	4,232	-	9,902	5,671
Enel Ingegneria e Innovazione	Relacionada	Otros servicios	-	-	4,048	4,048
Enersis S.A.	Relacionada	Otros servicios	10	46	74	63
			4,831	1,700	64,130	33,836

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

- (a) Las cuentas por cobrar y por pagar a entidades relacionadas, no generan intereses y no tienen vencimiento ni garantías específicas, excepto por las cuentas por cobrar comerciales que corresponden a venta de energía y potencia, cuyo plazo de vencimiento es de diez días en promedio.
- (b) Al 30 de junio de 2016, la Compañía realizó pagos de dividendos, según el siguiente detalles en miles de soles:

En miles de soles	Dividendos	Dividendo por	Generandes S.A.	Endesa Américas S.A.
	Declarados	acción		
Marzo	24,172	0.011053	15,672	8,500
	24,172		15,672	8,500

- (c) En enero de 2015, la Compañía firmó un contrato de Línea de Crédito con sus relacionadas locales del Grupo, hasta por un monto de US\$55,500,000 o su equivalente en nuevos soles, por un plazo de 18 meses.

Al 30 de junio de 2016, la Compañía mantiene un préstamo de US\$ 13,000,000 con la Empresa Eléctrica de Piura S.A.

9. Otras Cuentas por Cobrar

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Reembolso por daños materiales y lucro cesante (a)	19,753	29,155
Servicio de agua potable y alcantarillado de Lima	3,608	3,608
Reclamos a terceros	864	864
Préstamos al personal	1,946	2,492
Penalizaciones a proveedores	648	1,066
Mantenimiento presa yuracmayo	891	891
Diversas cuentas por cobrar	5,733	4,543
	33,443	42,619
Menos, estimación para cuentas de cobranza dudosa (b)	(4,170)	(4,170)
	29,273	38,449

- (a) Corresponden a las estimaciones de la indemnización de la Compañía de Seguros de acuerdo a la cobertura de la póliza contratada, por un siniestro de la Compañía ocurrido en la Unidad TG7 y en la Subsidiaria en las Unidades G1 y G2 de la Central Chimay. Durante el 2015, la Compañía cobró a la Compañía de Seguros de S/ 40,691,000. Al 30 de junio la Subsidiaria ha cobrado a la Compañía de Seguros S/ 9,416,000.
- (b) En opinión de la Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria, el saldo de la estimación para cuentas de cobranza dudosa cubre adecuadamente el riesgo de crédito de las otras cuentas por cobrar de dudosa recuperación al 30 de junio de 2016 y 31 diciembre de 2015.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIANotas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015**10. Inventarios**

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Materiales para mantenimiento (a)	56,951	55,075
Petróleo	14,633	17,600
Materiales en tránsito	1,069	2,279
	72,653	74,954

(a) Al 30 de junio de 2016, se redujeron inventarios en S/ 8,528,000 a su valor neto realizable (S/ 8,458,000 al 31 de diciembre de 2015).

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Saldo inicial	8,458	8,185
Altas	70	273
Saldo final	8,528	8,458

11. Otros Activos No Financieros

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Seguros pagados por adelantado	10,300	23,655
Impuesto Predial y Arbitrios Municipales	1,968	-
Otros	948	2,540
	13,216	26,195

12. Inversión en Asociada

Comprende lo siguiente:

	Porcentaje de participación efectiva en el patrimonio		En miles de S/	
	Junio	Diciembre	Junio	Diciembre
	2016	2015	2016	2015
Enel Brasil S.A.	3.997	3.997	222,349	198,107

- (a) Corresponde a 6,957,053 acciones comunes de Enel Brasil S.A., una empresa establecida en Brasil en la que la Compañía mantiene una participación efectiva de 3.996592% en el capital social al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

Durante el periodo de seis meses terminado al 30 de junio de 2016, Enel Brasil S.A. declaro dividendos a favor de la Compañía por S/ 4,509,000 (S/ 7,337,000 durante similar periodo del año 2015).

- (b) A continuación se muestra el movimiento del rubro por los periodos terminados al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Saldo inicial	198,107	236,788
Participación en la utilidad de la asociada	8,851	31,761
Dividendos declarados	(4,509)	(7,337)
Diferencia por conversión (c)	19,900	(63,105)
Saldo final	222,349	198,107

- (c) Corresponde al valor de participación patrimonial que resulta de convertir los estados financieros de Enel Brasil S.A., cuya moneda funcional es el Real, a Soles para fines de presentación e inclusión en los estados financieros consolidados.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

13. Propiedades, Planta y Equipo

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Terrenos	Edif. y Otras Construc.	Maq. y Equipo	Unids. de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso	30.06.2016	31.12.2015
Costo									
Saldos iniciales	28,629	3,159,017	3,234,604	2,081	3,789	29,109	205,046	6,662,275	6,533,679
Adiciones	-	-	-	-	9	37	64,509	64,555	136,918
Venta y/o retiros	-	-	-	(73)	(6)	(418)	-	(497)	(8,322)
Transferencias	-	6,128	8,612	-	-	1,674	(16,414)	-	-
Saldos finales	28,629	3,165,145	3,243,216	2,008	3,792	30,402	253,141	6,726,333	6,662,275
Depreciación acumulada									
Saldos iniciales	-	1,078,045	1,969,750	2,073	3,357	24,172	-	3,077,397	2,862,329
Adiciones (ver nota 30)	-	30,398	72,995	8	45	902	-	104,348	220,836
Venta y/o retiros	-	-	-	(73)	(6)	(418)	-	(497)	(5,768)
Saldos finales	-	1,108,443	2,042,745	2,008	3,396	24,656	-	3,181,248	3,077,397
Provisión por desmantelamiento de centrales									
Saldos iniciales	-	-	9,765	-	-	-	-	9,765	10,260
Depreciación (ver nota 30)	-	-	247	-	-	-	-	247	495
Saldos finales	-	-	9,518	-	-	-	-	9,518	9,765
Desvalorización de maquinaria y equipo									
Saldos iniciales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
Saldos finales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
Costo neto	28,629	2,056,702	1,208,923	-	396	5,746	253,141	3,553,537	3,593,577

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados

30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

- A. El rubro propiedades, planta y equipo, incluye intereses y otros gastos financieros activados vinculados a la construcción de las obras en curso, según los criterios indicados (nota 4.D (ii)).
- B. Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, no se capitalizaron intereses.
- C. Al 30 de junio de 2016, el rubro propiedades, planta y equipo incluye repuestos de S/54,249,000 (S/ 74,144,000 al 31 de diciembre de 2015) para ser utilizadas exclusivamente en los grupos generadores.
- D. El rubro incluye los activos de la ampliación de la Central Termoeléctrica Santa Rosa ("Santa Rosa II"), que fueron adquiridos por la Compañía mediante contrato de arrendamiento financiero (nota 20(h)) y entraron en operación en setiembre de 2009. Al 30 de junio de 2016, el valor neto en libros de los activos adquiridos para la construcción, instalación, implementación y puesta en servicio de dicha unidad generadora asciende a S/ 162,378,000 (S/ 170,372,000 al 31 de diciembre de 2015), de los cuales, S/ 30,048,000, corresponden a edificios y otras construcciones (S/30,873,000 al 31 de diciembre de 2015) y de S/ 132,330,000 a maquinaria y equipo (S/139,499,000 al 31 de diciembre de 2015).
- E. La Compañía y su Subsidiaria mantienen seguros sobre sus principales activos, de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria. En este sentido, al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía y su Subsidiaria han tomado seguros para sus propiedades, planta y equipo hasta por un valor de US\$ 1,876,250,000. En opinión de la Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria, su política de seguros es consistente con la práctica internacional en la industria y el riesgo de eventuales pérdidas por siniestros considerados en la póliza de seguros es razonable considerando los tipos de activos que posee la Compañía y su Subsidiaria.

14. Activos Intangibles

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Concesiones y derechos	Software	Otros Intangibles	30.06.2016	31.12.2015
Costo					
Saldos iniciales (a)	52,780	19,411	224	72,415	69,602
Adiciones	-	2,057	-	2,057	2,813
Ventas y/o Retiros	-	(313)	-	(313)	-
Saldos finales	52,780	21,155	224	74,159	72,415
Amortización acumulada					
Saldos iniciales	8,360	11,695	36	20,091	17,183
Adiciones (nota 30)	826	844	6	1,676	2,908
Saldos finales	9,186	12,539	42	21,767	20,091
Costo neto	43,594	8,616	182	52,392	52,324

- (a) Concesiones y derechos incluye el derecho de uso de las aguas provenientes de las Lagunas de 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. La vida útil es de 30 años.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIANotas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015**15. Pasivos Financieros de Corto Plazo**

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Parte corriente de pasivos financieros a largo plazo (nota 20)		
Principal	251,602	256,609
Intereses	6,281	5,600
	257,883	262,209

16. Cuentas por Pagar Comerciales

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Entidades relacionadas (nota 8)	3,232	888
Suministro, transporte y distribución de gas	35,659	32,143
Contrato de mantenimiento con Siemens S.A (a)	70,005	41,260
Compra de energía, potencia y peaje	54,854	44,893
Proveedores de obras en curso	24,158	33,619
Otros	13,629	31,255
	201,537	184,058

- (a) Corresponde a los bienes y servicios entregados por Siemens Westinghouse Power Corporation y Siemens Westinghouse Service Company Ltd. en virtud de los contratos de servicios de largo plazo "LTSA", para adquisición de piezas de reemplazo y prestación de servicios de mantenimiento programados (menores y mayores) para las turbinas de las plantas térmicas de Ventanilla y Santa Rosa. Según lo establecido en el contrato (nota 36(D)), dichos montos serán pagados en función de las horas de operación de las plantas térmicas.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

17. Otras Cuentas por Pagar

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Impuesto General a las Ventas	12,671	16,063
Tributos	3,092	3,424
Remuneraciones	7,937	6,089
Participación de los trabajadores	12,487	15,758
Seguros	377	28,638
Aportes a entes reguladores	9,052	8,803
Fondo de Inclusión Social Energético	16,659	14,389
Diversas	6,263	5,681
	68,538	98,845

18. Ingresos Diferidos

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el saldo corresponde a la parte no devengada de anticipos recibidos de clientes por el servicio de uso de parte de las instalaciones hidráulicas de propiedad de la Compañía.

El ingreso devengado de estos servicios de uso, ha sido incluido en el rubro de "otros ingresos operativos" del estado de resultados integrales en base a la vida útil de las instalaciones en mención, 30 años.

19. Provisiones

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Desmantelamiento de centrales	17,055	16,712
Contingencias tributarias (nota 37)	10,246	10,049
Norma Técnica de Calidad	4,253	4,253
Otras provisiones	3,926	3,992
	35,480	35,006
Por plazo de vencimiento:		
Porción corriente	18,425	18,294
Porción no corriente	17,055	16,712
	35,480	35,006

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

20. Pasivos Financieros a Largo Plazo

(a) Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Moneda Ver	Origen	Interés anual (%)	Pago de intereses	Amortización de capital	Fecha Vcto.	Parte Corriente (*)		Parte Largo Plazo		Total Deuda Vigente al	
							30.06.2016	31.12.2015	30.06.2016	31.12.2015	30.06.2016	31.12.2015
Acreedor												
Bonos corporativos												
- Tercer Programa Edegel	(b)	US\$ y S/.	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	2,640	1,935	109,802	112,001	112,442	113,936
- Cuarto Programa Edegel	(b)	US\$	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	68,764	71,285	65,840	68,260	134,604	139,545
							71,404	73,220	175,642	180,261	247,046	253,481
Préstamos bancarios												
- Bank of Nova Scotia	(h)	US\$	Libor + 0.75	Mensual	Al vencimiento	Abr.2017	72,655	-	-	-	72,655	-
- Bank of Nova Scotia	(d)	US\$	Libor + 0.73	Trimestral	Al vencimiento	Mar.2016	-	122,952	-	-	-	122,952
- Bank of Nova Scotia	(i)	US\$	Libor + 2.75	Trimestral	Trimestral	Nov. 2017	8,282	8,599	4,115	8,533	12,397	17,132
- Bank of Nova Scotia	(j)	US\$	3.40%	Trimestral	Trimestral	Ene. 2019	5,655	5,886	9,703	12,933	15,358	18,819
- Banco de Crédito	(k)	US\$	Libor + 1.73	Trimestral	Trimestral	Feb. 2018	3,939	4,061	85,407	90,472	89,346	94,533
							90,531	141,498	99,225	111,938	189,756	253,436
Arrendamiento Financiero												
- Scotiabank Perú	(g)	US\$	Libor+1.75	Trimestral	Trimestral	Mar. 2017	95,110	47,437	-	74,864	95,110	122,301
							95,110	47,437	-	74,864	95,110	122,301
Instrumentos												
Derivados	(nota 21)		(nota 21)	Trimestral		(nota 21)	838	54	-	1,444	838	1,498
							257,883	262,209	274,867	368,507	532,750	630,716

(*) La parte corriente de la deuda por bonos incluye los intereses devengados y no pagados hasta la fecha del estado consolidado de situación financiera.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

(b) A continuación se presenta la composición de la deuda por bonos:

En miles de soles	Moneda Origen	Monto Emitido	Fecha de Emisión	Interés anual (%)	Pago de Intereses	Vcto. de Capital	Parte Corriente (*)		Parte Largo Plazo		Total Deuda Vigente al	
							30.06.2016	31.12.2015	30.06.2016	31.12.2015	30.06.2016	31.12.2015
Descripción de bonos												
Tercer programa de bonos												
- 1ra Emisión, Serie A	S/.	25,000,000	Jun. 2007	6.313	Semestral	Jun. 2022	39	39	25,000	25,000	25,039	25,039
- 3ra Emisión, Serie A	S/.	25,000,000	Jul. 2007	6.281	Semestral	Jul. 2019	772	-	25,000	25,000	25,772	25,000
- 8va Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2008	6.344	Semestral	Ene. 2028	899	932	32,920	34,130	33,819	35,062
- 11ma Emisión, Serie A	US\$	8,166,000	Ene. 2009	7.781	Semestral	Ene. 2019	930	964	26,882	27,871	27,812	28,835
							2,640	1,935	109,802	112,001	112,442	113,936
Cuarto programa de bonos												
- 1ra Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Jul. 2009	6.625	Semestral	Jul. 2016	33,926	35,166	-	-	33,926	35,166
- 2da Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Set. 2009	6.000	Semestral	Set. 2016	33,463	34,694	-	-	33,463	34,694
- 4ta Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2010	6.469	Semestral	Ene. 2018	899	932	32,920	34,130	33,819	35,062
- 5ta Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Set. 2010	5.781	Semestral	Set. 2020	476	493	32,920	34,130	33,396	34,623
							68,764	71,285	65,840	68,260	134,604	139,545
							71,404	73,220	175,642	180,261	247,046	253,481

(*) La parte corriente de las obligaciones de largo plazo incluye los intereses de la deuda devengados y no pagados a la fecha del estado consolidado de situación financiera.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

- (c) Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la principal obligación que la Compañía debe cumplir durante la vigencia de los bonos emitidos en el marco de su Tercer y Cuarto Programa de Bonos, es mantener un índice de endeudamiento no mayor a 1.5 veces. Dicho índice de endeudamiento se calcula como la razón de la deuda financiera consolidada (neta de caja hasta US\$ 50,000,000) al patrimonio neto.

En opinión de la Gerencia de la Compañía, esta obligación no limita ni afecta las operaciones de la Compañía y se viene cumpliendo satisfactoriamente.

El 23 de setiembre de 2013, la Compañía inscribió en el Registro Público del Mercado de Valores su Quinto Programa de Bonos Corporativos hasta por un importe de US\$350,000,000 y para el cual no se han establecido índices financieros, a la fecha, no se han efectuado emisiones por este programa.

- (d) El 11 de setiembre de 2014 la Compañía suscribió con Bank of Nova Scotia un contrato de financiamiento de US\$ 36,000,000 por un plazo de 1.5 años. Los fondos fueron utilizados para cancelar obligaciones financieras y capital de trabajo.
- (e) El 30 de setiembre de 2010 la Compañía suscribió con el BBVA Banco Continental un contrato de financiamiento de US\$ 61,000,000 por un plazo de 7 años. Los fondos fueron utilizados para cancelar tres pagarés con el Banco Continental por un total de S/74,000,000 y para amortizar la cuota del C.O.F. con vencimiento en el año 2012.
- (f) En el mes de marzo de 2016, la Compañía suscribió dos préstamos bancarios de corto plazo con Scotiabank de S/ 53,000,000 y S/ 7,000,000, dichas operaciones tienen vencimiento en abril de 2016 y tasas de 5.31% y 6.32% respectivamente. Estos créditos provienen de líneas comprometidas que mantiene la empresa en el sistema financiero.
- (g) El 25 de marzo de 2008, la Compañía suscribió con Scotiabank Perú S.A.A. un contrato de arrendamiento financiero hasta US\$ 90,000,000, por un plazo de 9 años, para la construcción de una planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa (unidad TG8) y sus sistemas asociados. El monto final desembolsado bajo este contrato ascendió de US\$84,330,000.
- (h) El 08 de abril de 2016, la Compañía suscribió un contrato de préstamo bancario con Bank of Nova Scotia, por US\$ 22,000,000 a plazo de un año.

El valor presente de los pagos mínimos futuros por los arrendamientos financieros es como sigue:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Hasta 1 año	96,631	49,900
De 2 a 6 años	-	75,298
Total a pagar incluyendo cargo financiero	96,631	125,198
Menos - cargo financiero por aplicar a resultados de ejercicios futuros	(1,521)	(2,897)
Valor presente	95,110	122,301

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

- (i) En noviembre de 2012, la Subsidiaria suscribió con Bank of Nova Scotia un contrato de financiamiento de US\$ 10,000,000 por un plazo de 5 años. Los fondos fueron utilizados para cancelar parte de un bono del Primer Programa de Bonos Chinango con vencimiento en el año 2012.
- (j) En enero de 2014, la Subsidiaria suscribió con Bank of Nova Scotia un contrato de financiamiento de US\$ 8,000,000 por un plazo de 5 años. Los fondos fueron utilizados para cancelar parte de la Décimo Tercera Emisión, Serie B, del Primer Programa de Bonos Chinango con vencimiento en el año 2014.
- (k) En mayo de 2015, la Subsidiaria suscribió con el Banco de Crédito un contrato de financiamiento por US\$ 28,200,000 por un plazo de 3 años. Los fondos fueron utilizados para cancelar el saldo del préstamo con Scotiabank Perú S.A.A.
- (l) Las principales obligaciones que la Compañía debe cumplir en virtud a sus contratos bancarios de largo plazo consisten en (i) Mantener un índice de endeudamiento no mayor a 1.5, medido como la razón de deuda financiera al patrimonio neto de la Compañía y (ii) Mantener un ratio de deuda financiera sobre EBITDA de como máximo 4 veces.

El cumplimiento de las obligaciones descritas es supervisado por la Gerencia de la Compañía y de su Subsidiaria y, en su opinión, se ha cumplido con dichas obligaciones al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

21. Instrumentos Derivados de Cobertura

La composición de los instrumentos financieros derivados al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es como sigue:

Contraparte	Valor Nominal US\$(000)	Vcto.	Deuda Deuda Protegida	Partida Partida Protegida	Tasa y Valor Fijado	En miles de soles					
						Activo registrado		Pasivo registrado		Pérdida realizada (nota 32)	
						Junio 2016	Diciembre 2015	Junio 2016	Diciembre 2015	Enero - Junio 2016 2015	
Swap Tasa de Interés:											
- Scotiabank Perú	10,267	Mar. 2017	Arrendamiento Financiero Scotiabank	Libor 3M	2.73%	-	-	457	822	437	657
- Scotiabank Perú	10,948	Mar. 2017	Arrendamiento Financiero Scotiabank	Libor 3M	2.28%	-	-	381	670	369	574
- Banco de Crédito	3,750	Nov. 2017	Nova Scotia US\$10MM	Libor 3M	0.62%	9	64	-	6	6	40
						9	64	838	1,498	812	1,271

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

En miles de soles	Junio 2016		Diciembre 2015	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Por vencimiento				
Corriente	-	838	-	54
No corriente	9	-	64	1,444
	9	838	64	1,498

El valor razonable de los instrumentos financieros de cobertura, se presentan en el activo o pasivo, según corresponda. Las variaciones en el valor razonable de estos instrumentos, neto de su efecto impositivo, son registradas con cargo (abono) al rubro patrimonial "Otras Reservas de Patrimonio".

La Compañía y su Subsidiaria pagan o reciben trimestralmente (en cada fecha de pago de interés de la deuda protegida) la diferencia entre la tasa LIBOR de mercado aplicable a la deuda en dicho período y la tasa fija pactada en los respectivos contratos de cobertura. Los flujos efectivamente recibidos o pagados por la Compañía y su Subsidiaria se reconocen como ganancia o pérdida del período.

La Compañía y su Subsidiaria evaluaron la efectividad de la cobertura de cada instrumento financiero derivado de cobertura, en la fecha de su contratación y han comprobado su efectividad al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

- A. A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por la Compañía y su Subsidiaria al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, su valor razonable y el desglose por vencimiento de los valores nominales o contractuales:

En miles de soles	Valor	Valor nominal		
	razonable	de 1 año	1-2 Años	Total
Junio 2016				
Cobertura de flujos de caja	(830)	(78,068)	(4,115)	(82,183)
	(830)	(78,068)	(4,115)	(82,183)

En miles de soles	Valor	Valor nominal		
	razonable	de 1 año	1-2 Años	Total
Diciembre 2015				
Cobertura de flujos de caja	(1,428)	(26,259)	(55,174)	(81,433)
	(1,428)	(26,259)	(55,174)	(81,433)

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

- B. Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el cronograma de amortización de la porción no corriente de los pasivos financieros a largo plazo es como sigue:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Año 2017	-	76,309
Año 2018	37,035	52,261
Año 2019 o más	237,832	239,937
	274,867	368,507

- C. Deuda de cobertura

De la deuda de la Compañía y su Subsidiaria en dólares estadounidenses, al 30 de junio de 2016, de S/ 481,000,000 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad de la Compañía y su Subsidiaria que están vinculados al dólar estadounidense (nota 4.T). Al 31 de diciembre de 2015 dicho monto ascendía a S/579,178,000.

La diferencia de cambio generada por esta deuda se presenta en el Estado de Cambios en el Patrimonio en el rubro "Otras Reservas de Patrimonio". El movimiento al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, neto de su efecto impositivo, ha sido el siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Saldo en reservas de variación neta por cobertura de flujo al inicio del ejercicio	(48,406)	1,337
Diferencias en cambio registradas en patrimonio	10,802	(47,729)
Imputación de diferencias en cambio a resultados	(537)	(2,014)
	(38,141)	(48,406)

22. Provisión por Beneficios a los Empleados

El movimiento de la provisión fue el siguiente:

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Saldo inicial	3,653	3,910
Incremento de la provisión registrada contra resultados	933	198
Pagos	(677)	(455)
	3,909	3,653

La Compañía tiene un convenio de otorgar a los trabajadores una gratificación extraordinaria por tiempo de servicio, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un periodo equivalente a cinco años de labor efectiva.

23. Pasivo por Impuesto a las Ganancias Diferido

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Saldo al 31.12.2015	Cargo (abono) a Resultados	Cargo (abono) a Patrimonio	Saldo al 30.06.2016
Activo diferido:				
Provisión para desvalorización de propiedades, planta y equipo	(277)	-	-	(277)
Provisión para desvalorización de inventarios	(2,360)	(19)	-	(2,379)
Provisión norma técnica de calidad	(378)	-	-	(378)
Otras provisiones	(10,732)	1,476	166	(9,090)
	(13,747)	1,457	166	(12,124)
Pasivo diferido:				
Diferencia en base del costo de activos fijos	335,977	(604)	-	335,373
Diferencia en tasa de depreciación de activos fijos	252,967	(8,982)	-	243,985
Gastos indirectos y costos financieros durante la construcción capitalizados, neto	12,083	(1,269)	-	10,814
Diferencia en cambio de la deuda asociada a la adquisición del activo fijo y otros	6,921	(1,057)	-	5,864
Mayor valor en inversión se Asociada	36,435	1,297	-	37,732
Otras provisiones	2,054	(2,054)	-	-
	670,183	(12,669)	-	657,514
Total Pasivo	656,436	(11,212)	166	645,390
Cobertura de Flujo de Efectivo		(3,991)	3,991	
	656,436	(15,203)	332	645,390

24. Gestión de Capital

El objetivo de la Compañía y su Subsidiaria al administrar el capital es salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha y proporcionar el retorno esperado a sus accionistas y los beneficios respectivos a los otros grupos de interés; así como mantener una estructura óptima para reducir el costo del capital.

Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía y su Subsidiaria pueden ajustar el monto de los dividendos pagados a los accionistas, emitir nuevas acciones o vender activos para reducir la deuda.

A continuación se muestra el cálculo del índice de deuda/patrimonio al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

En miles de soles	Junio 2016	Diciembre 2015
Pasivos financieros	532,750	630,716
Cuentas por pagar comerciales	201,537	184,058
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	64,130	33,836
Otras cuentas por pagar	96,069	99,298
Menos: efectivo y equivalente de efectivo	(72,738)	(86,309)
Deuda neta	821,748	861,599
Total Patrimonio	2,933,371	2,675,071
Ratio apalancamiento (veces)	0.28	0.32

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

25. Patrimonio**A. Capital Emitido**

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el capital emitido de la Compañía está representado por 2,616,072,176 acciones comunes respectivamente, íntegramente suscritas y pagadas cuyo valor nominal es de S/ 0.88 por acción en ambos periodos.

En Junta General de Accionistas del 01 de octubre de 2015 se aprobó aumentar el capital mediante la capitalización de las reservas de libre disposición por la suma de S/ 283,715,152.16. En consecuencia, el capital emitido de la Compañía aumentó de S/2,018,428,362.72 a la suma de S/ 2,302,143,514.88.

Como consecuencia del aumento de capital se aprobó en dicha Junta la emisión de 322,403,582 nuevas acciones comunes con derecho a voto con un valor nominal de S/ 0.88 cada una. Con fecha 04 de diciembre de 2015, se realizó la entrega de las nuevas acciones a sus accionistas.

Con fecha 1 de marzo de 2016, Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile"), accionista del 29.40% transfirió a favor de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") el total de acciones que poseía en la Compañía por 769,057,329 de acciones representativas del capital social, convirtiéndose dicha empresa en el nuevo accionista con el 29.40% de participación.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la estructura de participación accionaria de la Compañía es como sigue:

	Junio de 2016		Diciembre de 2015	
	Número de Acciones	%	Número de Acciones	%
Inversionistas:				
Generandes Perú S.A.	1,417,900,976	54.20	1,417,900,976	54.20
Endesa Chile S.A.	-	-	769,057,329	29.40
Endesa Américas S.A.	769,057,329	29.40	-	-
AFP Integra S.A. - Fondo 2	71,276,476	2.72	71,394,926	2.73
AFP Prima S.A. - Fondo 2	93,027,429	3.56	93,027,429	3.56
Otros accionistas	264,809,966	10.12	264,691,516	10.11
	2,616,072,176	100.00	2,616,072,176	100.00

El valor de cotización de la acción al 30 de junio de 2016 fue S/ 2.65 y la frecuencia de negociación fue de 121 operaciones mensuales en promedio (valor de cotización de S/ 2.70 y frecuencia de 87 operaciones mensuales en promedio al 31 de diciembre de 2015).

B. Otras Reservas de Capital

De conformidad con la Ley General de Sociedades, la Compañía debe asignar no menos del 10% de su utilidad neta anual a una reserva legal, hasta que ésta alcance un monto igual a la quinta parte del capital pagado. La reserva legal puede utilizarse para compensar pérdidas o puede ser capitalizada.

Mediante Junta General de Accionistas de fechas 17 de marzo de 2016 y 23 de marzo de 2015, se aprobó destinar el 10% de la utilidad disponible de los ejercicios 2015 y 2014 ascendente a S/ 44,331,000 y S/ 52,833,000 respectivamente, para incrementar la reserva legal.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

C. Otras reservas

La Compañía mantiene una cobertura de instrumentos financieros no derivados. Si existe un alto grado de correlación entre los ingresos y las variaciones del tipo de cambio del dólar estadounidense, la Compañía estará sujeta a un riesgo de tipo de cambio por sus flujos futuros de efectivo, por ello la Compañía y su Subsidiaria coberturan los ingresos mediante la obtención de financiación en esta moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en la cuenta de otras reservas en el patrimonio, registrándose en el estado de resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos.

D. Pagos y Anticipos de Dividendos

La Compañía mediante Junta General de Accionistas del 17 de marzo de 2016, aprobó la política de dividendos determinando repartir hasta el 60% de las utilidades de libre disposición para el ejercicio 2016. Durante los ejercicios 2016 y 2015 se declararon los siguientes dividendos:

- Mediante Junta General de Accionistas del 17 de Marzo de 2016, se aprobó el pago de dividendos complementarios del ejercicio 2015 ascendente a S/ 28,915,000, siendo el dividendo por acción S/ 0.011053.
- En sesión de directorio del 22 de octubre de 2015, se aprobó el segundo dividendo a cuenta de las utilidades del ejercicio 2015, ascendente a miles de S/ 62,023,000, siendo el dividendo por acción S/ 0.027041.
- En sesión de directorio del 16 de julio de 2015, se aprobó el primer dividendo a cuenta de las utilidades del ejercicio 2015, ascendente a miles de S/ 108,543,000, siendo el dividendo por acción S/ 0.047323.
- Mediante Junta General de Accionistas de 23 de marzo de 2015, se aprobó el pago de dividendos complementarios del ejercicio 2014 ascendente a miles de S/ 205,848,000, siendo el dividendo por acción S/ 0.089746.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el pago de dividendos a personas naturales y a personas jurídicas no domiciliadas en el Perú está sujeto a una retención del 6.8%. La tasa al 30 de junio de 2016 será incrementada en los siguientes años en forma gradual (ver nota 35).

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

26. Ingresos por Venta

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Energía:		
Terceros	459,948	439,244
Relacionadas	185,404	136,333
	645,352	575,577
Potencia y peaje:		
Terceros	231,233	205,745
Relacionadas	127,652	67,487
	358,885	273,232
Otros ingresos de operación	745	1,634
	745	1,634
Total	1,004,982	850,443
Compensaciones:		
Terceros	7,264	5,746
Relacionadas	161	103
	7,425	5,849
Total ingresos	1,012,407	856,292

27. Costo de Generación

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Suministro, transporte y distribución de gas natural	176,901	161,045
Depreciación y amortización (nota 30)	104,337	112,324
Compra de energía, potencia y peaje (a)	122,549	91,155
Servicios prestados por terceros (b)	26,028	26,234
Canon de agua e impuestos del sector eléctrico	12,955	12,009
Gastos de personal (nota 29)	25,474	22,184
Consumo de suministros diversos	10,374	7,187
Cargas diversas de gestión	20,542	14,657
Compensación por generación adicional y otros	47,339	29,664
Compensación por energía renovables	41,068	22,970
Consumo de petróleo	25,926	44
Tributos y otros	2,053	2,008
	615,546	501,481

(a) Al 30 de junio 2016 incluye compras a entidades relacionadas por S/ 1,776,000 (S/ 5,214,000 durante el mismo periodo del 2015) (nota 8 (c)).

(b) Corresponde a la compensación de generación de energía renovable como energía solar, eólica y/o geotérmica.

28. Gastos de Administración

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Gastos de personal (nota 29)	20,497	15,703
Servicios prestados por terceros(a)	5,942	5,817
Tributos (b)	970	836
Cargas diversas de gestión - sanciones fiscales	457	883
Depreciación y amortización (nota 30)	1,934	1,366
	29,800	24,605

(a) Incluye servicios prestados por entidades relacionadas por S/ 4,813,000 (S/ 1,700,000 durante el periodo 2015).

29. Gastos de Personal

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Remuneraciones	18,541	17,983
Participación de los trabajadores	19,354	11,988
Contribuciones sociales	2,855	2,426
Vacaciones	1,959	1,884
Otros	3,262	3,606
	45,971	37,887

Los gastos de personal se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Costo de generación (nota 27)	25,474	22,184
Gastos de administración (nota 28)	20,497	15,703
	45,971	37,887

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

30. Depreciación y Amortización

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Depreciación de propiedad, planta y equipo:		
Costo de generación (nota 27)	103,496	111,483
Gastos de administración (nota 28)	1,099	882
	104,595	112,365
Amortización de intangibles:		
Costo de generación (nota 27)	841	841
Gastos de administración (nota 28)	835	484
	1,676	1,325
	106,271	113,690

31. Otros Ingresos Operativos

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Servicios de administración a relacionadas	1,448	1,996
Indemnización de salidas no programados	-	1,314
Servicio de operación y mantenimiento	-	17
Transferencia de capacidad de transporte gas natural	2,514	86
Reembolso por daño material y lucro cesante	1,130	2,032
Compensación por uso de instalaciones hidráulicas	2,110	-
Otros ingresos	2,664	766
	9,866	6,211

32. Ingresos y Gastos Financieros

Ingresos financieros comprende:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Intereses sobre depósitos bancarios	1,302	1,596
Otros	74	53
	1,376	1,649

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Gastos financieros comprende:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Intereses sobre bonos	7,943	7,483
Intereses sobre préstamos bancarios	2,548	5,944
Intereses sobre leasing	1,358	1,491
Pérdida por instrumentos financieros derivados (nota 21)	812	1,271
Actualización de contingencia (nota 37)	197	158
Otros	1,128	1,597
	13,986	17,944

33. Impuesto a las Ganancias

El gasto por el impuesto a las ganancias mostrado en el estado consolidado de resultados al 30 de junio de 2016 y de 2015, se compone de la siguiente manera:

En miles de soles	Enero - Junio	
	2016	2015
Corriente	121,271	82,101
Diferido	(15,203)	13,814
	106,068	95,915

34. Utilidad por Acción

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del ejercicio atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el ejercicio.

El cálculo de la utilidad por acción básica y diluida, atribuida a la controladora, al 30 de junio de 2016 y de 2015 se presenta a continuación:

	Enero - Junio	
	2016	2015
Utilidad atribuible a las participaciones controladoras	253,138	229,972
N° de acciones en circulación	2,616,072	2,293,669
Utilidad por acción básica y diluida	0.097	0.100

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

35. Aspectos Tributarios

- A. De acuerdo a la legislación vigente, no está permitida la determinación de impuestos en forma consolidada. La Compañía y su Subsidiaria han efectuado esta determinación en forma individual.
- B. La obligación tributaria por el Impuesto a las Ganancias de los años 2011 al 2015 de la Compañía y por el Impuesto General a las Ventas, los períodos comprendidos entre los meses de diciembre de 2011 a junio de 2016, se encuentran pendientes de revisión por las autoridades tributarias. Cualquier mayor gasto que exceda las provisiones efectuadas para cubrir obligaciones tributarias será cargado a los resultados de los ejercicios en que la misma queden finalmente determinadas. En opinión de la Gerencia de la Compañía, como resultados de dichas revisiones, no surgirán pasivos significativos que afecten los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

La Administración Tributaria ha revisado la determinación de la obligación tributaria del Impuesto a las Ganancias hasta el ejercicio 2010, inclusive notificando a la Compañía las correspondientes resoluciones de determinación y de multa por los ejercicios revisados, de las cuales, algunas se encuentran impugnadas por la Compañía (nota 37).

Las obligaciones tributarias de su Subsidiaria relacionada al Impuesto a las Ganancias correspondiente a los ejercicios 2013 al 2015 y por el impuesto general a las ventas, los períodos comprendidos entre los meses de diciembre de 2011 a junio de 2016, se encuentran pendiente de revisión por las autoridades tributarias. Cualquier mayor gasto que exceda las provisiones efectuadas para cubrir obligaciones tributarias será cargado a los resultados de los ejercicios en que las mismas queden finalmente determinadas. En opinión de la Gerencia de la Subsidiaria, como resultado de dichas revisiones, no surgirán pasivos significativos que afecten los estados financieros al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

La Administración Tributaria ha revisado el Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2010 a 2012 inclusive, de la Subsidiaria, emitiendo las correspondientes resoluciones de determinación y de multa, las cuales se encuentran impugnadas por la Subsidiaria.

La Compañía y su Subsidiaria están sujetas al régimen tributario peruano. Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la tasa del impuesto a las ganancias es de 28 por ciento sobre la utilidad gravable luego de deducir la participación de los trabajadores que se calcula con una tasa de 5 por ciento sobre la utilidad imponible. En atención a la Ley No.30296, para los siguientes ejercicios, la tasa del impuesto a las ganancias aplicable sobre la utilidad gravable, luego de deducir la participación de los trabajadores antes mencionada, será la siguiente:

- Por los ejercicios 2017 y 2018: 27 por ciento.
- A partir del ejercicio 2019 en adelante: 26 por ciento.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, las personas jurídicas no domiciliadas en el Perú y las personas naturales están sujetas a la retención del impuesto a las ganancias sobre los dividendos recibidos de 6.8 por ciento. Al respecto, en atención a la Ley No.30296, para los siguientes ejercicios las tasas aplicables serán las siguientes:

- Por los ejercicios 2017 y 2018: 8 por ciento.
- A partir del ejercicio 2019 en adelante: 9.3 por ciento.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

- C. Para los efectos del Impuesto a las Ganancias, el valor de mercado de las transacciones entre entidades relacionadas debe determinarse sobre la base de las normas de precios de transferencia. Estas normas definen, entre otros, un ámbito de aplicación, criterios de vinculación, así como el análisis de comparabilidad, metodologías, ajustes y declaración informativa. Las normas señalan que cumpliéndose ciertas condiciones, las empresas están obligadas a contar con un Estudio Técnico que respalde el cálculo de los precios de transferencia de transacciones con entidades relacionadas. Asimismo, esta obligación rige para toda transacción realizada desde, hacia o a través de países o territorios de baja o nula imposición.

Al respecto, la Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria, considera que para propósitos de lo anterior, se ha tomado en cuenta lo establecido en la legislación tributaria sobre precios de transferencia para las transacciones entre entidades relacionadas y aquellas realizadas desde, hacia o a través de países o territorios de baja o nula imposición, por lo que no surgirán pasivos de importancia al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

- D. A partir del año 2005 se ha establecido un Impuesto Temporal a los Activos Netos, cuya base imponible está constituida por el valor de los activos netos ajustados al cierre del ejercicio anterior al que corresponda el pago, deducidas las depreciaciones, amortizaciones, el encaje exigible y las provisiones específicas por riesgo crediticio. Para los ejercicios 2016 y 2015, la tasa del referido impuesto ha sido fijada en 0.4% y se aplica sobre el monto de los activos netos que excedan de S/ 1 millón. El citado impuesto podrá ser pagado al contado o en nueve cuotas mensuales sucesivas. El monto pagado puede ser utilizado contra los pagos a cuenta del Régimen General del Impuesto a las Ganancias de los períodos tributarios de marzo a diciembre del ejercicio gravable por el cual se pagó el impuesto hasta la fecha de vencimiento de cada uno de los pagos a cuenta y contra el pago de regularización del Impuesto a las Ganancias del ejercicio gravable al que corresponda.
- E. Asimismo, se ha establecido en 15% la tasa de retención de Impuesto a las Ganancias aplicable a la asistencia técnica prestada por entidades no domiciliadas en el país, independientemente del lugar donde se lleve a cabo el servicio, siempre que se cumpla con los requisitos señalados en la Ley del Impuesto a las Ganancias.
- F. Por el ejercicio 2016 y 2015, la tasa del Impuesto a las Transacciones Financieras ha sido fijada en 0.005% y se aplica sobre los cargos y créditos en las cuentas bancarias o movimientos de fondos a través del sistema financiero, salvo que la misma se encuentre exonerada.

36. Compromisos

La Compañía y su Subsidiaria tienen los siguientes compromisos al 30 de junio de 2016.

Contratos de suministro de electricidad

Contratos con Clientes Regulados:

<u>N°</u>	<u>Cliente</u>	<u>Inicio</u>	<u>Término</u>	<u>Potencia contratada</u>
1	Edecañete S.A.A (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 0.74 MW
2	Edecañete S.A.A (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 0.2 MW
3	Edelnor S.A.A.	01/01/2016	31/12/2020	50 MW
4	Edelnor S.A.A.	01/05/2016	31/12/2021	50 MW
5	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 30.8 MW
6	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 28.2 MW
7	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 28.2 MW
8	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.9 MW
9	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 28.7 MW
10	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 166.7 MW
11	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2016	31/12/2027	67.8 MW
12	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 6.3 MW
13	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 5.8 MW
14	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 5.8 MW
15	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 5.5 MW
16	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 34.1MW
17	Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.1 MW
18	Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 3.0 MW
19	Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 17.4 MW
20	Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.6 MW
21	Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 3.6 MW
22	Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 3.2 MW
23	Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 3.2 MW
24	Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 19.8 MW
25	Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 0.7 MW
26	Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 0.7 MW
27	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 2.5 MW
28	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 4.4 MW
29	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 4.4 MW
30	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.1 MW
31	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 4.5 MW

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

N°	<u>Cliente</u>	<u>Inicio</u>	<u>Término</u>	<u>Potencia contratada</u>
32	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 26.0 MW
33	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 0.5 MW
34	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 0.9 MW
35	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 0.9 MW
36	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.9 MW
37	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 5.3 MW
38	Hidrandina S.A. (cesión de Electropuno S.A.)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 2.7 MW
39	Hidrandina S.A. (cesión de Electropuno S.A.)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 2.9 MW
40	Hidrandina S.A. (cesión de Electropuno S.A.)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 2.9 MW
41	Hidrandina S.A. (cesión de Electropuno S.A.)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 0.6 MW
42	Hidrandina S.A. (cesión de Electropuno S.A.)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 0.6 MW
43	Hidrandina S.A. (cesión de Electropuno S.A.)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 0.6 MW
44	Hidrandina S.A. (cesión de Electrosur S.A.)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 1.7 MW
45	Hidrandina S.A. (cesión de Electrosur S.A.)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.1 MW
46	Hidrandina S.A. (cesión de Electrosur S.A.)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 3.4 MW
47	Hidrandina S.A. (cesión de Electrosur S.A.)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 0.3 MW
48	Hidrandina S.A. (cesión de Electrosur S.A.)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.7 MW
49	Hidrandina S.A. (cesión de Electrosur S.A.)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 7.1 MW
50	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 24.8 MW
51	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 23.9 MW
52	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 23.9 MW
53	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.7 MW
54	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 23.1 MW
55	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 134.1 MW
56	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 5.1 MW
57	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 4.9 MW
58	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 4.9 MW
59	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 4.4 MW
60	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 27.5 MW
61	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 4.5 MW
62	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 5.3 MW
63	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 5.3 MW
64	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.2 MW
65	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 4.9 MW
66	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 28.6 MW
67	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 0.9 MW
68	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 1.0 MW
69	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 1.0 MW
70	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.9 MW
71	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 5.9 MW

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Contratos con Clientes Libres

Cliente	Inicio	Término	Potencia contratada
Empresa Siderúrgica del Perú S.A.	08/05/1997	31/12/2025	58 MW en HFP, 20 MW en HP
Votorantim Metais – Cajamarquilla S.A.	01/02/2001	28/02/2017	60 MW en HP, 125 MW en HFP.
Votorantim Metais – Cajamarquilla S.A.	01/09/2009	31/08/2019	10 MW en HP y 57 MW en HFP.
Tejidos San Jacinto S.A.	01/05/2016	31/04/2026	6.6 MW
Compañía Textil Credisa Trutex S.A.A.	01/08/2010	31/12/2019	12.7 MW
Moly-Cop Adesur S.A.	01/04/2010	31/03/2020	Hasta 2.5 MW en HP y 7.5 MW en HFP en Lima Hasta 5.5 MW en HP y 6.5 MW en HFP en Arequipa
Minera Chinalco Perú S.A.	01/10/2011	30/09/2026	Hasta 160 MW
Compañía Minera Casapalca S.A.	01/03/2012	31/12/2022	Hasta 18 MW
Shougang Hierro Perú S.A.A.	01/10/2016	31/05/2023	De 10 MW hasta 70MW
Praxair Perú S.R.L.	07/09/2012	31/12/2019	2.8 MW
La Arena S.A.	01/01/2014	31/12/2028	Hasta 30.0 MW
Corporación Eléctrica del Ecuador -CELEC EP	21/01/2014	30/04/2016	85 MW (sólo se comercializa energía, la potencia contratada es referencial)
Hudbay Peru S.A.C	01/05/2014	31/12/2025	Hasta 90.0 MW
Banco Internacional del Perú S.A.A. (Interbank)	01/09/2014	31/08/2016	1.6 MW
Productos Tissue del Perú S.A.	01/01/2016	31/12/2020	Hasta 25.9 MW
Camposol S.A.	01/01/2016	31/12/2020	Hasta 5.4 MW
Corporación Lindley	01/01/2016	31/12/2020	Hasta 13.0 MW
Jinzhao Mining Perú S.A.	01/06/2016	15/01/2026	Hasta 30.0 MW
Minera Shouxin Perú S.A.	01/09/2016	30/04/2023	Hasta 30 MW
Vidriería de 28 Julio SAC	04/04/2016	31/07/2026	Hasta 3.65 MW
Cotexsur SAC	23/02/2017	31/01/2027	Hasta 1.00 MW
Club Regatas Lima	01/02/2017	31/01/2022	Hasta 3.4 MW
Grupo Profitex S.A.C.	01/03/2017	29/02/2020	3.67 MW
Minera Las Bambas S.A.	01/03/2017	28/02/2027	150 MW
Cartones Villa Marina S.A.	01/05/2016	30/04/2019	0,98 MW
Textil La Merced S.A.	25/04/2017	24/04/2020	0,25 MW
INSUMEX S.A	01/07/2017	30/06/2020	hasta 0.695 MW
Marinazul SA	01/12/2016	31/12/2020	
Pesquera ABC SAC	01/12/2016	31/12/2020	hasta 14 MW
Corporación Refrigerados Iny SA	01/12/2016	31/12/2020	
Congelados y Frescos SAC	01/12/2016	31/12/2020	
Inmobiliaria American Group S.A	01/07/2016	30/06/2026	hasta 2.7 MW
Autespar S.A	01/07/2017	30/06/2021	hasta 0.25 MW
Inversiones La Rioja S.A	01/07/2017	30/06/2030	hasta 2.85 MW
Soluciones Constructivas Volcan S.A.C.	01/06/2017	31/05/2021	hasta 1.50 MW
Exalmar S.A.A	01/06/2017	31/05/2027	hasta 14.4 MW
Minera Huinac S.A.C	01/06/2017	31/05/2021	hasta 0.60 MW
Grifos Espinoza S.A	01/06/2017	31/05/2021	hasta 2.15 MW
Andalucita S.A.C	01/05/2017	30/04/2022	hasta 1.00 MW
Makro Supermayorista S.A	01/05/2017	30/04/2027	hasta 2.4 MW
Corporación santa Margarita	01/05/2017	30/04/2020	hasta 0.7 MW

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

A. Contrato de Suministro de Gas Natural proveniente de los Yacimientos de Camisea

Mediante convenio de cesión de posición contractual, Electroperú S.A. cedió a la Empresa de Generación Eléctrica Ventanilla S.A.-ETEVENSA (“Etevensa”), con efectividad a partir del 1 de agosto de 2003, su posición contractual en el Contrato de Suministro de Gas Natural (en adelante, el “Contrato”) celebrado con las empresas que conforman el contratista a cargo de la explotación de hidrocarburos en los yacimientos de Camisea (en adelante el Contratista), a la vez que éstas manifestaron su total y absoluta conformidad con dicha cesión. En virtud a la absorción de Etevensa por parte de la Compañía, a partir del 1 de junio de 2006, la Compañía adquirió los derechos y obligaciones de Etevensa en el Contrato.

El Contrato obliga a la Compañía a adquirir gas del Contratista en forma exclusiva hasta la cantidad diaria máxima establecida en 3.901MM mcd para sus centrales generadoras Ventanilla y Santa Rosa. Asimismo, obliga a la Compañía a pagar como mínimo el 100% de la cantidad diaria contractual 0.78 MM mcd (a partir del 21 de agosto de 2015 esta cantidad es 1.0 MMmcd a solicitud de EDEGEL).

El precio de compra está fijado en el punto de recepción (Las Malvinas – Camisea) y está expresado en US\$/MMBTU (dólares por millón BTU). La vigencia de este contrato es de 15 años a partir del 20 de agosto de 2004.

El costo de suministro de gas natural al 30 de junio de 2016 ascendió a S/ 72,769,000 (S/ 64,100,000 al 30 de junio de 2015) y se encuentra registrado en el rubro de generación.

B. Contratos de Transporte de Gas Natural

El 2 de mayo de 2005, la Compañía suscribió con Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante TGP), un Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural, para efectos de que TGP le preste el servicio desde el punto de recepción ubicado en Las Malvinas (Camisea) hasta el punto de entrega en el “City Gate” de Lurín. Este contrato tiene vigencia hasta el 1 de enero de 2034.

La cantidad interrumpible máxima diaria de gas (CMD) que TGP está obligada a transportar es la siguiente:

Período	CMD (m3 td/día)
▪ Desde el 31 de julio de 2007 hasta el 31 de julio de 2008	4,200,000
▪ Desde el 01 de agosto de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	2,700,000
▪ Desde el 01 de agosto de 2009 hasta el 14 de diciembre de 2009	2,000,000
▪ Desde el 15 de diciembre de 2009 hasta el 13 de agosto de 2010	1,482,178
▪ Desde el 14 de agosto de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2019	992,624
▪ Desde el 01 de enero de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2025	1,000,000
▪ Desde el 01 de enero de 2026 hasta el 01 de enero de 2034	3,100,000

De otro lado, con fecha 10 de diciembre de 2007, la Compañía ha suscrito el Contrato de Servicio de Transporte Firme con TGP para efectos que ésta le preste dicho servicio desde el 1° de agosto de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2025.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

La capacidad reservada diaria (CRD) asciende a los siguientes valores:

Período	CMD (m3 td/día)
▪ Desde el 1 de agosto de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	1,500,000
▪ Desde el 1 de agosto 2009 hasta el 14 de diciembre de 2009	2,200,000
▪ Desde el 15 de diciembre de 2009 hasta el 13 de agosto de 2010	2,717,822
▪ Desde el 14 de agosto de 2010 hasta el 01 de agosto de 2019	3,207,376
▪ Desde el 02 de agosto de 2019 hasta el 01 de enero de 2020	2,589,554
▪ Desde el 2 de enero de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2025	2,100,000

La contraprestación del servicio al que se refieren los contratos interrumpible y firme antes citados se calcula sobre la base de las tarifas reguladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, aplicadas sobre los volúmenes de gas efectivamente transportados en el caso del contrato de servicio interrumpible y al volumen reservado en el caso del contrato de servicio firme.

El costo por estos servicios al 30 de junio de 2016 ascendió a S/ 77,005,000 (S/68,891,000 al 30 de junio de 2015) y se encuentra registrado en el rubro Costo de Generación.

C. Contrato de Distribución de Gas Natural

El 27 de agosto de 2004 ETEVENSA, hoy la Compañía, suscribió con Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. (en adelante GNLC) el Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural vía la Red Principal de Distribución, desde el punto de recepción ubicado en el "City Gate" de Lurín hasta el punto de entrega en la planta termoeléctrica de Ventanilla. Este contrato tiene un plazo de vigencia de 15 años a partir de su fecha de suscripción.

La Capacidad Interrumpible Máxima Diaria (CIMD) de gas que GNLC está obligada a transportar es:

Período	CMD (m3 td/día)
▪ Desde la suscripción hasta el 21 de setiembre de 2008	2,200,000
▪ Del 22 de setiembre de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	700,000
▪ Del 1 de agosto de 2009 hasta el 22 de agosto de 2019	100,000

Asimismo, el 20 de mayo de 2005, GNLC y la Compañía suscribieron otro Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural vía la Red Principal de Distribución, desde el punto de recepción ubicado en el "City Gate" de Lurín hasta el punto de entrega en la planta termoeléctrica de Santa Rosa ("Contrato Interrumpible Santa Rosa"). Este contrato tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados

30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

La Capacidad Interrumpible Máxima Diaria (CIMD) de gas que GNLC está obligada a transportar es:

Período	CMD (m3 td/día)
▪ Desde el 22 de agosto 2008 hasta el 15 de diciembre 2009	2,000,000
▪ Desde el 15 de diciembre 2009 hasta el 28 de febrero de 2010	1,382,178
▪ Desde el 1 de marzo de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2019	900,000

El 22 de setiembre de 2008 y en el marco de la Décimo Primera Oferta Pública para la Contratación del Servicio Firme y llamado para la Contratación de Servicio Interrumpible de Transporte de Gas Natural vía la Red Principal de Distribución, GNLC y la Compañía suscribieron los siguientes Contratos de Servicio Firmes para sus plantas de Santa Rosa y Ventanilla.

La Cantidad Reservada Diaria (CRD) de gas que GNLC está obligada a transportar es:

Período	CMD (m3 td/día)
Punto de Entrega: Ventanilla.	
▪ Desde el 22 de setiembre de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	1,500,000
▪ Desde el 1 de agosto de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2025	2,100,000
Punto de Entrega: Santa Rosa.	
▪ Desde el 15 de diciembre de 2009 hasta el 28 de febrero de 2010	617,822
▪ Desde el 1 de marzo de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2019	1,100,000

La contraprestación de los servicios a los que se refieren los contratos antes mencionados se calcula sobre la base de las tarifas reguladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas - OSINERGMIN, aplicadas sobre los volúmenes de gas efectivamente transportados en el caso de los contratos de servicio interrumpible y a los volúmenes reservados en el caso de los contratos de servicio firme.

El costo de estos servicios al 30 de junio de 2016 ascendió a S/27,127,000 (S/28,055,000 al 30 de junio de 2015) y se encuentra registrado en el rubro de Costo de Generación.

D. Acuerdos de Largo Plazo para la adquisición de piezas de reemplazo y prestación de servicios de mantenimiento para las centrales térmicas

El 28 de mayo de 2004, Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. - ETEVENSA ("Etevensa") suscribió un contrato de servicios de largo plazo ("LTSA" por sus siglas en inglés) con Siemens Westinghouse Power Corporation (hoy Siemens Energy Inc.) y Siemens Westinghouse Service Company LTD (cuyos derechos y obligaciones se encuentran hoy cedidos a Siemens S.A.C), para la adquisición de repuestos y piezas de reemplazo, así como la prestación de servicios de mantenimiento programados (menores y mayores) para las dos turbinas de su Planta de Generación Termoeléctrica en Ventanilla. El LTSA referido a la planta de Ventanilla entró en operación en su fecha de suscripción y se mantendrá vigente hasta que: (a) cada turbina de la Planta de Generación Termoeléctrica de Ventanilla acumule 108,333 HES; o (b) se cumplan 18 años desde la fecha de inicio de operación comercial de la planta con gas natural, lo que suceda primero. La vigencia del contrato para la unidad TG3 vencerá en el primer semestre del 2016 mientras que para la TG4 vencerá en el primer semestre del 2017.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Por otro lado, el 27 de marzo de 2009 Siemens Power Generation, Inc. (hoy Siemens Energy Inc.) y Siemens Power Generation Service Company, Ltd. (cuyos derechos y obligaciones se encuentran hoy cedidos a Siemens S.A.C.) suscribieron con la Compañía otro contrato LTSA para la adquisición de repuestos y piezas de reemplazo, así como la prestación de servicios de mantenimiento programados (menores y mayores) para la turbina marca Siemens instalada en la planta de generación termoeléctrica de Santa Rosa. El LTSA referido a la turbina Siemens de Santa Rosa entró en vigencia en su fecha de suscripción y se mantendrá vigente hasta que: (a) la turbina Siemens de la Central Termoeléctrica Santa Rosa acumule 100,000 HES; o (b) transcurran 18 años desde su suscripción; o (c) se ejecuten dos inspecciones mayores y dos inspecciones de Ruta de Gases Calientes según han sido definidas en el mismo contrato, lo que suceda primero.

Los contratos establecen diversas formas de pago; tales como, un pago inicial por repuestos y equipos especificados en los respectivos acuerdos, pagos mensuales sobre la base de un esquema de acumulación de horas equivalentes de servicio (HES) para cada turbina, pagos fijos mensuales por las turbinas, pagos de acuerdo al cronograma especificado por servicio de mantenimiento menores y mayores programados, según la acumulación de HES, y pagos mensuales por servicio de mantenimiento del sistema de control de las turbinas de gas de cada contrato.

E. Contrato de Suministro de Combustible para las Centrales Térmicas

El 7 de setiembre de 2009, la Compañía celebró con Petróleos del Perú - Petroperú S.A. (Petroperú) un contrato de suministro de Biodiesel B2 GE u otro combustible similar destinado a las centrales térmicas con una vigencia de 1 (un) año renovable. Mediante comunicaciones entre las partes el plazo de vigencia se amplió a tres años, y se formalizó mediante adenda del 13 de diciembre del 2010, incluyéndose renovación automática si no hay aviso previo en contrario.

De acuerdo al contrato celebrado, Petroperú asume el compromiso de entregar un volumen mensual de 20,000 barriles (“volumen libre”) o cualquier otro volumen superior a este último, con carácter “a firme”, que la Compañía le haya solicitado con un preaviso de 60 días. Si la Compañía no cumpliera con comprar el volumen “a firme” solicitado, estará sujeta al pago de una penalidad a favor de PetroPerú para resarcirle su costo financiero y de almacenamiento.

37. Contingencias

Al 30 de junio de 2016, la Compañía y su Subsidiaria tienen pendientes de resolver procesos judiciales y arbitrales, así como procedimientos administrativos y tributarios relacionados con las actividades que desarrollan. En opinión de la Gerencia y de sus asesores legales, tanto internos como externos, se han registrado los pasivos que se consideran apropiados en base a la información disponible al 30 de junio de 2016 y se estima no resultarán en pasivos adicionales a los ya registrados por la Compañía y su Subsidiaria (nota 19).

Las principales contingencias tributarias y legales son:

A. Acotaciones por Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2000 y 2001

Como resultado de la fiscalización tributaria del Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2000 y 2001, en diciembre de 2005 la Compañía fue notificada con (i) Resoluciones de determinación y multa ascendentes a S/ 75,892,000 (incluidos tributos, multas e intereses calculados a dicha fecha) por el Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2000 y (ii) Resoluciones de Determinación ascendentes a S/ 6,842,000, correspondientes a intereses moratorios relacionados con los pagos a cuenta del Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2001.

En enero de 2006, la Compañía interpuso un recurso de reclamación parcial contra las referidas resoluciones, cancelando la obligación tributaria relacionada a los conceptos no reclamados. En septiembre de 2008, la SUNAT notificó a la Compañía con Resolución de Intendencia por la cual declaró fundada en parte tal reclamación.

En octubre de 2008, la Compañía interpuso recurso de apelación contra la referida Resolución de Intendencia ante el Tribunal Fiscal. Los principales reparos de SUNAT que han sido objeto de apelación son los siguientes:

- i. S/ 44,025,000 de reparo a la base imponible por concepto de depreciación de los activos fijos revaluados en el ejercicio 1996.
- ii. S/ 12,574,000 de reparo a la base imponible por concepto de gastos financieros asociados a préstamos que la administración tributaria asume se utilizaron para la compra de acciones de propia emisión y que, por lo tanto, no cumplen con el principio de causalidad.
- iii. S/ 5,673,000 de reparo a la base imponible por concepto de "Resultado por Exposición a la Inflación" negativo del ejercicio 2001.

En julio de 2012, en aplicación del criterio establecido por el Tribunal Fiscal en la Resolución N° 01516-4-2012 emitida por el Impuesto a las Ganancias del ejercicio 1999, la Compañía pagó a SUNAT la suma de S/ 18,786,000, correspondiente a la deuda asociada al reparo (i) del párrafo anterior, recalculada y actualizada la fecha de pago (incluidos tributo, multas e intereses). El pago no implicó el desistimiento de la impugnación, la que se mantiene vigente.

En agosto de 2014, se llevó a cabo el Informe Oral ante el Tribunal Fiscal y se presentó escrito de alegatos. En noviembre de 2015, el Tribunal Fiscal notificó a la Compañía la Resolución N° 15281-8-2014, mediante la cual ha resuelto la apelación antes descrita declarando nula la Resolución de Intendencia en el reparo por pérdida de operaciones con Instrumentos Financieros Derivados, confirmándola en el extremo relativo al reparo por depreciación no deducible e intereses financieros por los préstamos para recompra de acciones de propia emisión, y revocándola en lo demás que contiene.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados

30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

En febrero de 2016, la Compañía interpuso demanda contencioso administrativa contra la Resolución del Tribunal Fiscal solicitando se declare la nulidad parcial de la misma en los extremos donde (i) se revoca el reparo la inclusión del 15% por concepto de “intereses durante la construcción” en el factor para determinar el Valor Similar Nuevo de los activos revaluados, y (ii) el cobro de intereses moratorios por la omisión de pagos a cuenta del Impuesto a la Renta de marzo a diciembre de 2001 por la modificación del coeficiente aplicable. Esto, debido a que si bien se ha revocado la Resolución de Intendencia de 2008, no se ha dejado sin efecto los reparos efectuados por SUNAT que motivan la demanda.

En marzo de 2016, se emitió a trámite la demanda mediante Resolución N° 1 y se corrió traslado al Tribunal Fiscal y a SUNAT para que en un plazo de 10 días hábiles contesten la demanda, siendo que en ese mismo mes el MEF, en representación del Tribunal Fiscal y la SUNAT contestaron la demanda.

Asimismo mediante Resolución No.2 el Juzgado declaró saneado el proceso, fijó los puntos controvertidos, admitió los medios probatorios ofrecidos por las partes y remitió el expediente administrativo al Ministerio Público para que emita dictamen.

En abril de 2016, la Compañía presentó un escrito pronunciándose sobre lo señalado por la SUNAT y el Tribunal Fiscal, los que sostuvieron que la resolución impugnada no habría causado estado. El Juzgado tuvo por recibido el expediente administrativo y presente lo expuesto por la Compañía, ordenando la remisión del expediente al Ministerio Público. En ese mismo mes, la SUNAT remitió el expediente administrativo que dio origen a la Resolución impugnada parcialmente.

En junio de 2016, el Juzgado notificó a las partes el dictamen fiscal y ordenó traer los autos a despacho para emitir sentencia. La Compañía solicitó informar oralmente ante el Juzgado, habiéndose programado la audiencia de informe oral para el día 13 de setiembre de 2016.

Al 30 de junio de 2016, nos encontramos a la espera de que SUNAT emita la correspondiente Resolución de Cumplimiento con la reliquidación de la deuda tributaria en base a los criterios determinados por el Tribunal Fiscal, así como de llevar a cabo el informe oral en la fecha programada por el Juzgado.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se estima que la contingencia al 30 de junio de 2016, a la que se encuentra expuesta la Compañía asciende a S/ 4,354,000.

B. Acotaciones por Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2002 y 2003

En julio de 2007, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa ascendentes a S/ 10,224,000 (incluidos tributo, multas e intereses calculados hasta esa fecha) por Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2002 y 2003.

En agosto de 2007, la Compañía presentó recurso de reclamación parcial, cancelando la obligación tributaria relacionada a los conceptos no reclamados. En octubre de 2008, la Compañía fue notificada con una Resolución de SUNAT, por la cual declaró fundada en parte la reclamación y se dispuso que se prosiga con la cobranza de la deuda rectificadora, ascendente a S/ 3,154,000.

En diciembre de 2008, la Compañía interpuso un recurso de apelación parcial contra la referida Resolución de Intendencia. La apelación está referida principalmente al reparo por diferencia en cambio e intereses derivado de créditos adquiridos para refinanciar

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

deuda que fue materia de reparo en los ejercicios 2000 y 2001, por estar supuestamente vinculada a la compra de acciones de propia emisión.

En agosto de 2014, se llevó a cabo el Informe Oral ante el Tribunal Fiscal y se presentó escrito de alegatos.

En noviembre de 2015, se notificó la Resolución N° 10473-8-2015 del Tribunal Fiscal que resuelve la apelación parcial, revocando la Resolución de Intendencia en los extremos impugnados.

Al 30 de junio de 2016, se encuentra pendiente de que SUNAT reliquide la deuda tributaria en base a los criterios determinados por el Tribunal Fiscal.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se estima que la contingencia al 30 de junio de 2016, asciende a S/ 1,351,000.

C. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2006

En abril de 2011, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa sobre Impuesto a las Ganancias y Pagos a Cuenta del ejercicio 2006 y la supuesta omisión de la infracción del artículo 178.1 del Código Tributario (declarar cifras o datos falsos que influyan en la determinación de la obligación tributaria).

SUNAT ha determinado un menor saldo a favor del ejercicio 2006 por Impuesto a las Ganancias, así como mayores pagos a cuenta por los meses de enero y febrero de 2006.

En mayo de 2011, la Compañía interpuso recurso de reclamación únicamente en el extremo referido al Impuesto a las Ganancias y la multa asociada. La parte que no fue materia de impugnación – pagos a cuenta de enero y febrero 2006, fue cancelada en dicho mes.

En marzo de 2012, la Compañía fue notificada con una Resolución de Intendencia, por la cual SUNAT resolvió declarar infundado el recurso de reclamación. En dicho mes la Compañía apeló la referida Resolución.

Al 30 de junio de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 12,168,000 (incluido multas, sus intereses calculados a esa fecha, así como la correspondiente participación de los trabajadores en las utilidades).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se tienen buenas probabilidades de éxito en la apelación.

D. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2007

En mayo de 2013, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa sobre Impuesto a las ganancias y pagos a cuenta del ejercicio 2007 y la supuesta omisión de la infracción del artículo 178.1 del Código Tributario (declarar cifras o datos falsos que influyan en la determinación de la obligación tributaria).

SUNAT determinó un menor saldo a favor del ejercicio 2007 por Impuesto a las Ganancias, así como mayores pagos a cuenta y sus respectivas multas, como consecuencia del mayor Impuesto a las Ganancias que determinó en el ejercicio 2006 y que influye en la determinación del saldo a favor y pagos a cuenta del ejercicio 2007.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

En junio de 2013, la Compañía interpuso recurso de reclamación contra tales resoluciones, el cual fue declarado infundado por SUNAT mediante una Resolución de Intendencia, notificada en octubre de 2013. En dicho mes la Compañía apeló la referida Resolución.

Al 30 de junio de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 13,056,000 (incluido intereses por pagos a cuenta, multas e intereses de la multa, calculados a esa fecha).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se tienen buenas probabilidades de éxito en la apelación.

E. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2008

En noviembre de 2013, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa sobre Impuesto a las Ganancias y pagos a cuenta del ejercicio 2008 y la supuesta omisión de la infracción del artículo 178.1 del Código Tributario (declarar cifras o datos falsos que influyan en la determinación de la obligación tributaria).

SUNAT determinó un menor saldo a favor del ejercicio 2008 por Impuesto a las Ganancias, así como mayores pagos a cuenta y sus respectivas multas, como consecuencia del mayor Impuesto a las Ganancias que determinó en los ejercicios 2006 y 2007, los mismos que influyen en la determinación del saldo a favor y pagos a cuenta del ejercicio 2008.

En diciembre de 2013, la Compañía interpuso recurso de reclamación contra tales resoluciones, el cual fue declarado infundado por SUNAT mediante una Resolución de Intendencia, notificada en junio de 2014. En julio de 2014, la Compañía apeló la referida Resolución.

Al 30 de junio de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 4,569,000 (incluido intereses por pagos a cuenta, multas e intereses de la multa, calculados a esa fecha).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se tienen buenas probabilidades de éxito en la reclamación.

F. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2009

En septiembre de 2014, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa sobre Impuesto a las Ganancias y Pagos a Cuenta del ejercicio 2009 y la supuesta omisión de la infracción del artículo 178.1 del Código Tributario (declarar cifras o datos falsos que influyan en la determinación de la obligación tributaria).

SUNAT ha determinado (i) un Impuesto a las Ganancias omitido de S/17,273,000 (incluidos tributo e intereses del tributo) al (a) haber efectuado reparos a la base imponible del ejercicio 2009 y, (b) haber desconocido parte del arrastre del saldo a favor determinado por la Compañía en los ejercicios 2006 a 2008, (ii) una multa asociada al Impuesto a las Ganancias de S/ 781,000 (incluidos la multa y sus intereses), la misma que está vinculada, únicamente, a los reparos propios del ejercicio 2009 y, (iii) intereses por pagos a cuenta de S/ 2,484,000 por los meses de marzo y abril 2009.

En octubre de 2014, la Compañía presentó recurso de reclamación parcial. La parte impugnada corresponde al literal (a) del punto (i) y al punto (ii) antes descritos, la que fue cancelada en dicho mes, de manera previa a la interposición del recurso de reclamación.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

En enero de 2015, la Compañía fue notificada con una Resolución de Intendencia, a través de la cual la SUNAT declaró infundado el recurso de reclamación. En ese mismo mes, la Compañía presentó recurso de apelación contra la Resolución de Intendencia.

Al 30 de junio de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución. La contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 20,357,000 (incluido tributo e intereses calculados a esa fecha).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se tienen buenas probabilidades de éxito en la parte que será materia de apelación.

G. Acotación por Impuesto General a las Ventas, Impuesto Promoción Municipal y Ad Valorem, de los años 2008 y 2009.

En diciembre de 2013, SUNAT notificó Resoluciones de División, por medio de las cuales puso en cobranza (i) US\$ 1,644,000, por concepto de tributos (IGV, IPM y Ad Valorem) supuestamente dejados de pagar en diversas Declaraciones Únicas de Aduanas, (ii) US\$ 3,287,000, por concepto de una multa equivalente al doble de los tributos supuestamente dejados de pagar y, (iii) S/ 710,000, por concepto de una multa, por una supuesta declaración incorrecta del valor en las Declaraciones Únicas de Aduanas.

Dichas acotaciones están vinculadas a las Declaraciones Únicas de Aduanas emitidas a propósito de la ejecución del Contrato de Construcción Llave en Mano para el Proyecto Santa Rosa, suscrito entre Siemens Power Generation Inc. y la Compañía y posteriormente por el arrendador, quien se incorporó como propietario de los bienes a que se contrae dicho contrato, al amparo del contrato de leasing suscrito con la Compañía para la ejecución del referido Proyecto. Las acotaciones de SUNAT fueron las siguientes: (i) los servicios de ingeniería prestados en el extranjero por Siemens Power Generation Inc. al amparo del contrato antes citado, debieron formar parte del valor en aduanas de los productos importados y (ii) debió añadirse a dicho valor, el monto del bono por mayor rendimiento de la Central Santa Rosa pagado a Siemens Power Generation Inc.

En enero de 2014, se presentó recurso de reclamación contra los referidos valores y, en febrero de 2014, se presentó un escrito de pruebas. En octubre de 2014, SUNAT notificó con una Resolución de Gerencia, mediante la cual resolvió el reclamo antes mencionado, según el siguiente detalle: (a) mantuvo el reparo (i) y dejó sin efecto el reparo (ii) citados en el párrafo precedente y, (b) ordenó la emisión de nuevas liquidaciones de cobranza. En dicho mes, SUNAT notificó las nuevas Liquidaciones de Cobranza.

En noviembre de 2014, se interpuso recurso de apelación contra la Resolución de Gerencia y las nuevas Liquidaciones de Cobranza, en la parte que fue mantenida por SUNAT. En diciembre de 2014, se presentó un escrito de pruebas.

Al 30 de junio de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada, asciende a S/ 24,719,000 (incluido tributos, multas e intereses, calculados a esa fecha).

H. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2010

En diciembre de 2015, la SUNAT notificó a la Compañía: (i) las Resoluciones de Determinación N° 012-003-0066157 - 012-003-0066168 por intereses moratorios correspondientes a pagos a cuenta de enero a diciembre de 2010, por la suma de S/ 3,000, y un exceso de pago de S/ 598,000, (ii) la Resolución de Determinación N° 012-003-0066156 por impuesto a las ganancias la misma que no contiene monto

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

alguno a pagar, pero determina un menor saldo a favor ascendente a S/ 12,729,000, (ii) las Resoluciones de Multa N° 012-002-0027192 - 012-002-0027194 asociadas a los pagos a cuenta por S/ 14,000, más intereses moratorios y, (iii) la Resolución de Multa N° 012-002-0027195 asociada al punto (ii) por aumentar indebidamente el saldo a favor (infracción del artículo 178.1 del Código Tributario), la misma que ascendió a S/ 17,103,000, más intereses moratorios.

En enero de 2016, la Compañía interpuso recurso de reclamación contra la Resolución de Determinación N° 012-003-0066156 y Resolución de Multa N° 012-002-0027195 indicando que los reparos realizados por SUNAT en la Resolución de Determinación son improcedentes y, del mismo, que la multa vinculada con ella se encuentra calculada de forma incorrecta, pues este cálculo se ha realizado en función a los importes erróneamente determinados por SUNAT.

Al 30 de junio de 2016, la reclamación presentada, se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada, asciende a S/ 17,848,000.

I. Multa asociada al Impuesto de Alcabala del año 2009 impuesta por la Municipalidad Distrital de San Ramón:

En octubre de 2010, la Municipalidad Distrital de San Ramón notificó a la Subsidiaria la Resolución de Multa N°049-2010/MDSR, por la cual puso a cobro la suma de S/ 977,000 por supuestamente haber incurrido en la infracción tipificada en el numeral 1 del artículo 178° del Código Tributario.

En noviembre de 2010, la Subsidiaria interpuso recurso de reclamación contra la referida resolución, señalando que la misma no es procedente por no haber obligación de presentar declaración jurada por Impuesto de Alcabala.

En abril de 2011, la Subsidiaria fue notificada con la Resolución de Gerencia N°113-2011-GR-MDSR, mediante la cual la Municipalidad declaró inadmisibles los recursos de reclamación por extemporáneo. La Subsidiaria presentó recurso de apelación contra la referida Resolución de Gerencia, solicitando a la Municipalidad resolver el recurso de reclamación, pues, el mismo fue presentado dentro del plazo legal establecido.

En julio de 2011, la Subsidiaria fue notificada con la Resolución de Gerencia Municipal N°090-2011-GEMU-MDSR, mediante la cual se declara nula la Resolución de Gerencia General N°113-2011-GR-MDSR.

Al 30 de junio de 2016, el recurso de reclamación interpuesto por la Subsidiaria se encuentra pendiente de resolución y la contingencia asociada de S/ 2,000,000.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de su Subsidiaria y de sus asesores legales, existen argumentos razonables para obtener un resultado favorable.

J. Acotación por Impuesto de Alcabala del año 2009, por la Municipalidad Distrital de San Ramón:

En abril de 2013, la Municipalidad Distrital de San Ramón notificó a la Subsidiaria diversas Resoluciones de Determinación, por las cuales puso en cobranza una supuesta deuda por Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la reorganización simple llevada a cabo entre la Compañía y la Subsidiaria en mayo de 2009.

En mayo de 2013, la Subsidiaria presentó recurso de reclamación contra las referidas Resoluciones, el mismo que fue resuelto en septiembre de 2013 mediante Resolución de

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Gerencia, la misma que declaró la nulidad de las Resoluciones de Determinación impugnadas y ordenó la realización de una nueva fiscalización.

La fiscalización se llevó a cabo durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2013, siendo que en este último mes, la Municipalidad notificó a la Subsidiaria la Resolución de Determinación, por la cual puso en cobranza un supuesto tributo omitido ascendente de S/ 1,689,000.

En diciembre de 2013, la Subsidiaria presentó recurso de reclamación contra la nueva Resolución de Determinación, el mismo que fue resuelto en ese mismo mes mediante Resolución de Gerencia. Esta última Resolución declaró infundado el recurso de reclamación. En enero de 2014, la Subsidiaria presentó recurso de apelación contra la Resolución de Gerencia, el cual fue resuelto por el Tribunal Fiscal mediante Resolución N° 02105-7-2015, la cual fue notificada a la Subsidiaria en marzo de 2015. En dicha Resolución, el Tribunal declaró nula e insubsistente la Resolución de Gerencia apelada y ordenó a la Municipalidad emitir un nuevo pronunciamiento. En ese mismo mes, la Municipalidad notificó a la Subsidiaria la Resolución de Gerencia a través de la cual emitió un nuevo pronunciamiento. Dado que la Subsidiaria no se encuentra de acuerdo con lo resuelto por la Municipalidad, procederá con interponer el recurso de apelación respectivo dentro del plazo legal establecido.

En enero de 2016, la Subsidiaria fue notificada con Citación para rendir Informe Oral, relativo a apelación presentada, el cual se llevó a cabo en febrero de 2016. Cabe mencionar que el representante de la Municipalidad no se presentó.

Al 30 de junio de 2016, el recurso de apelación se encuentra pendiente de resolución y la contingencia actualizada asciende a S/ 3,270,000.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, existen argumentos para obtener un resultado favorable.

K. Acotación por Impuesto de Alcabala del año 2009, por la Municipalidad Distrital de Monobamba:

En mayo de 2013, la Municipalidad Distrital de Monobamba notificó a la Subsidiaria diversas Resoluciones de Determinación, por las cuales puso en cobranza una supuesta deuda por Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la reorganización simple llevada a cabo entre la Compañía y la Subsidiaria en mayo de 2009.

En junio de 2013, la Subsidiaria presentó recurso de reclamación contra las referidas Resoluciones, el cual fue resuelto en octubre de 2013 mediante Resolución de Alcaldía, la misma que declaró la nulidad de las Resoluciones de Determinación impugnadas y ordenó la realización de una nueva fiscalización.

La fiscalización se lleva cabo durante los meses de octubre y noviembre de 2013, siendo que en este último mes, la Municipalidad notificó a la Subsidiaria la Resolución de Determinación, por la cual ha puesto en cobranza un supuesto tributo omitido de S/4,341,000.

En diciembre de 2013, la Subsidiaria presentó recurso de reclamación contra la nueva Resolución de Determinación, el mismo que fue resuelto en ese mismo mes mediante Resolución de Alcaldía. Esta última Resolución declaró infundado el recurso de reclamación. En enero de 2014, la Subsidiaria presentó recurso de apelación contra la Resolución de Alcaldía.

EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Notas a los Estados Financieros Consolidados
30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

En noviembre de 2015, la Subsidiaria fue notificada con Citación para rendir informe oral, relativo a apelación presentada, el cual se llevó a cabo en diciembre de 2015.

Adicionalmente se presentaron alegatos al recurso de apelación al finalizar el mes de diciembre.

Al 30 de junio de 2016, el recurso de apelación se encuentra pendiente de resolución y la contingencia actualizada asciende a S/ 8,887,000.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de su Subsidiaria y de sus asesores legales, existen argumentos para obtener un resultado favorable

L. Acotación por Impuesto de Alcabala del año 2009, por la Municipalidad Distrital de Masma:

En julio de 2013, la Municipalidad Distrital de Masma notificó a la Subsidiaria una Resolución de Determinación, por la cual puso en cobranza la suma de S/ 1,585,000, por concepto de una supuesta deuda por Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la reorganización simple llevada a cabo entre la Compañía y la Subsidiaria en mayo de 2009.

En agosto de 2013, la Subsidiaria presentó recurso de reclamación contra la citada Resolución de Determinación.

En diciembre de 2013, la Subsidiaria fue notificada con un Oficio emitido por la Municipalidad, a través del cual dicha entidad informa a la Subsidiaria que procederá con declarar inadmisibile el mencionado recurso si es que no acredita el pago de la deuda tributaria aceptada en la caja de la propia Municipalidad, pues, para ella, el pago vía consignación (en el Poder Judicial), no es válido. En enero de 2014, la Subsidiaria dio respuesta a dicho Oficio antes mencionado.

Al 30 de junio de 2016, el recurso de reclamación se encuentra pendiente de resolución y la contingencia actualizada asciende a S/ 3,245,000.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de su Subsidiaria y de sus asesores legales, existen argumentos razonables para obtener un resultado favorable.

38. Eventos Subsecuentes

Con fecha 05 de julio la Compañía recibió una solicitud de Electroperú S.A. para dar inicio a un proceso arbitral con la finalidad de resolver dos controversias vinculadas al Contrato de Suministro de Energía Eléctrica celebrado entre ambas empresas el 01 de agosto de 2003.

Con fecha 19 de julio la Compañía y su Subsidiaria celebraron un contrato de compra venta con Conelsur LT S.A.C, por el cual se acordó que se transferirán las líneas de transmisión de la Compañía y su Subsidiaria, incluyendo sus equipos asociados, servidumbres y concesiones, siempre y cuando la autoridad competente apruebe la transferencia de las concesiones.