

**EDEGEL S.A.A.**

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

Notas a los Estados Financieros Separados  
al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(1) Antecedentes y Actividad EconómicaAntecedentes

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 Avenida Víctor Andrés Belaúnde 147 - Torre Real Cuatro, San Isidro, Lima, Perú.

La Compañía y Generandes Perú S.A., son empresas filiales de Endesa Chile S.A., entidad que a su vez es filial de Endesa S.A. de España la cual es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante “Enel”) de Italia.

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 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 556.8 MW. Asimismo, es propietaria de dos centrales de generación termoeléctricas, una con potencia efectiva de 424.2 MW, ubicada en el Cercado de Lima y otra con 485.0 MW ubicada en Ventanilla. La potencia efectiva total asciende a 1,466.0 MW.

Al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, 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 193.5 MW.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

A continuación se presentan los principales datos de los estados financieros consolidados de la Compañía y su Subsidiaria al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 y por los periodos terminados en esas fechas:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Efectivo y equivalentes de efectivo	106,536	171,782
Otros activos corrientes	447,036	384,108
Activo de largo plazo	4,034,626	4,062,574
<b>Total activo</b>	<b>4,588,198</b>	<b>4,618,464</b>
Obligaciones financieras de corto plazo	128,614	165,515
Otros pasivos de corto plazo	490,650	419,669
Obligaciones financieras de largo plazo	622,983	638,999
Pasivo por impuestos diferidos	741,483	740,483
Otros pasivos de largo plazo	18,609	18,520
<b>Total pasivo</b>	<b>2,002,339</b>	<b>1,983,186</b>
Patrimonio atribuido a la controladora	2,516,830	2,568,481
<b>Total patrimonio</b>	<b>2,585,859</b>	<b>2,635,278</b>

  

	En miles de S/.	
	Enero a Marzo 2014	2013
Ingresos operativos	391,534	352,649
Utilidad operativa	155,290	150,098
Utilidad neta atribuida a la controladora	113,794	106,340

Aprobación de los Estados Financieros Separados

Los estados financieros separados al 31 de marzo de 2014 fueron aprobados y autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 24 de abril de 2014. Los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2013 fueron aprobados por la Junta General de Accionistas el 20 de marzo de 2014.

- (2) Regulación Operativa y Normas Legales que afectan las Actividades en el Sector Eléctrico  
 La Compañía está comprendida 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, que la afectarían tanto económica como operativamente. La Gerencia de la Compañía monitorea y evalúa el cumplimiento de las normas y los reclamos que se presentan y considera que al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, no existen situaciones que deban ser divulgadas o provisionadas en los estados financieros, excepto por las indicadas en la nota 34 de este informe.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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

(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.

(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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

## 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 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la Gerencia de la Compañía estima que, en caso de surgir alguna contingencia relacionada al manejo ambiental, ésta no sería importante en relación con los estados financieros 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.

(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.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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. El principal aspecto es que Edelnor S.A.A. (empresa vinculada al Grupo Endesa y cliente de la Compañía) 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.

## Notas a los Estados Financieros

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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

actuado en cuanto a la aprobación de los procedimientos técnicos del COES necesarios para efectivizar su operación.

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 compren 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 en base a 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 compren, teniendo en cuenta que el



## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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.

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°

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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.

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.

(1) 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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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.

(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:

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.

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:

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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.

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 MINEM.

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.

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.

Con relación al desarrollo del Polo Petroquímico se estableció:

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.

Petroperú participará en el desarrollo del Polo Petroquímico, cuya participación será establecida según lo que disponga el Ministerio de Energía y Minas.

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, ubicación y plazos para la puesta en operación comercial

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

que deberá ser subastada, necesaria para afianzar la seguridad energética.

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.

(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.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(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:

1. 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.
2. 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 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.
3. 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.
4. 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.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. 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:

1. 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.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

- 100% de acceso a tecnologías y combustibles para cocinar y calentar: cocinas mejoradas, gas natural, GLP, biogás.

2. 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 Separados

(a) Declaración de Cumplimiento

Los estados financieros separados al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 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 es responsabilidad de la Gerencia de la Compañía, que manifiesta expresamente que han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en la NIIF emitidas por el IASB.



## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(c) Bases de Medición

Los estados financieros 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 se presentan en Nuevos Soles, que es la moneda funcional y de presentación de la Compañía.

(e) Estimaciones y Criterios Contables Significativos

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia realice 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 los resultados reales no variarán significativamente con respecto a las estimaciones y supuestos aplicados por la Compañía. Las principales estimaciones contables efectuadas por la Gerencia son las siguientes:

- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos y activos intangibles (ver notas 4h y 4l).
- Deterioro de las propiedades, planta y equipo (ver nota 4j)
- 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 nota 20).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver notas 4d y 4e).
- 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, 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, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver nota 34).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver notas 4k).
- Impuestos corrientes y diferidos.

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

(4) Principales Políticas de Contabilidad

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros 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 de 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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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 no derivados

Los instrumentos financieros no derivados corresponden a los contratos que dan lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una empresa y a un pasivo financiero o a un instrumento de capital en otra empresa. En el caso de la Compañía, los instrumentos financieros no derivados corresponden a instrumentos primarios como son cuentas por cobrar y cuentas por pagar.

Los instrumentos financieros no derivados se clasifican como de activo, pasivo o de patrimonio de acuerdo con la sustancia del acuerdo contractual que les dio origen.

Los intereses, los dividendos, las ganancias y las pérdidas generadas por un instrumento financiero clasificado como de pasivo, se registran como gastos o ingresos en el estado de resultados. Los pagos a los tenedores de los instrumentos financieros registrados como de capital, se registran directamente en el patrimonio. Los instrumentos financieros se compensan cuando la Compañía tiene el derecho legal de compensarlos y la Gerencia tiene la intención de cancelarlos sobre una base neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

Los instrumentos financieros no derivados deben ser reconocidos en los estados financieros a su valor razonable. El valor razonable se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición.

En opinión de la Gerencia, los valores en libros de los instrumentos financieros no derivados al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, 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. En las respectivas notas sobre políticas contables se revelan los criterios sobre el reconocimiento y valuación de estas partidas.

(e) Instrumentos Financieros Derivados

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 ha establecido una relación de cobertura de flujo de efectivo son registrados como activos o pasivos en el estado de situación financiera y se presentan a su valor razonable.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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 de resultados.

(f) Activos Financieros

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: i) activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, ii) préstamos y cuentas por cobrar, iii) activos financieros mantenidos hasta el vencimiento y iv) activos financieros disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito para el cual se adquirieron las inversiones. La Gerencia determina la clasificación de sus activos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial y reevalúa esta clasificación a la fecha de cada cierre.

*Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados*

Un activo financiero se clasifica en esta categoría si es adquirido principalmente para efectos de ser vendido en el corto plazo o si es designado así por la Gerencia. Los instrumentos financieros derivados también se clasifican como negociables a menos que se les designe como de cobertura. Los activos en esta categoría se clasifican como activos corrientes si son mantenidos como negociables o se espera que se realicen dentro de los doce meses contados a partir de la fecha del estado de situación financiera. Al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la Compañía no mantuvo activos financieros en esta categoría.

*Préstamos y Cuentas por Cobrar*

Los préstamos y las cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no son cotizados en un mercado activo. Surgen cuando la Compañía provee dinero, bienes o servicios directamente a un deudor sin intención de negociar la cuenta por cobrar. Se incluyen en el activo corriente, salvo por los de vencimientos mayores a doce meses después de la fecha del estado de situación financiera. Estos últimos se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y las cuentas por cobrar se incluyen en cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar en el estado de situación financiera (notas 7, 8 y 9).

*Activos Financieros mantenidas hasta el vencimiento*

Las inversiones a ser mantenidas hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimientos fijos que la Gerencia de la Compañía tiene la intención y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la Compañía no mantuvo activos financieros en esta categoría.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

*Activos financieros disponibles para la venta*

Los activos financieros disponibles para la venta son activos financieros no derivados que se designan en esta categoría o que no clasifican en ninguna de las otras categorías. Estos activos se muestran como activos no corrientes a menos que la Gerencia tenga intención expresa de vender la inversión dentro de los doce meses contados a partir de la fecha del estado de situación financiera. Al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la Compañía no mantuvo activos financieros en esta categoría.

Los activos financieros se dejan de reconocer cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han expirado o han sido transferidos y la Compañía ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su propiedad.

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros negociables se reconocen posteriormente al valor razonable. Los préstamos, cuentas por cobrar y las inversiones a ser mantenidas hasta su vencimiento se registran a su costo amortizado, usando el método de interés efectivo.

La Compañía evalúa a cada fecha del estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de la desvalorización de un activo financiero o grupo de activos financieros.

(g) Inversiones en Subsidiaria y Asociada

Subsidiaria es toda aquella entidad en la que la Compañía ejerce control como es el caso de Chinango S.A.C. 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 Endesa Brasil S.A. que es parte del Grupo Endesa. La Compañía registra sus inversiones en Subsidiaria y Asociada bajo el método del costo.

Este método establece que el inversor sólo reconoce ingresos por la inversión en la medida que recibe distribuciones de las ganancias acumuladas de la entidad participada surgidas después de la fecha de adquisición. Los importes recibidos en exceso de estas ganancias se consideran como recuperación de la inversión y se reconocen como una reducción en su costo.

(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 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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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

	<b>Años</b>
Edificios y otras construcciones	45
Maquinaria y equipo	18
Muebles y enseres	9
Equipos diversos	7
Unidades de transporte	5

El valor residual, la vida útil y el método de depreciación se revisan y ajustan en forma periódica por la Gerencia 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 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 propiedad, planta y equipo que posee la Compañía.

(j) Pérdida por Deterioro

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.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado plusvalías compradas o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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 en la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Compañía prepara 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 del 3.6% que no supera a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y para el país.

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. La tasa de descuento aplicada al cierre del ejercicio 2013 fue de 8.0%

Los supuestos utilizados para determinar el valor de uso al 31 de marzo de 2014 no presentan cambios importantes respecto a los existentes al 31 de diciembre de 2013.

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 de resultados.

(k) Provisión por Desmantelamiento de Centrales

Los pasivos por desmantelamiento son reconocidos cuando la Compañía tiene 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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

acumulada por deterioro. Los intangibles son amortizados siguiendo el método de línea recta en base a vidas útiles estimadas. La Compañía mantiene concesiones y derechos con vidas útiles estimadas de treinta años.

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

(m) Pasivos Financieros

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de la transacción incurridos. Estos pasivos se registran subsecuentemente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados durante el período de la obligación, usando el método de interés efectivo.

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

(n) 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.

(o) Impuesto a las Ganancias

Impuesto a las ganancias corriente –

El impuesto a las ganancias corriente es determinado sobre la base de la renta imponible calculada de acuerdo con la legislación tributaria aplicable a la Compañía (nota 30). La tasa de impuesto a la renta aplicable a la Compañía es de 30%.

Impuesto a las ganancias diferido –

El impuesto a las ganancias diferido se determina por el método del pasivo sobre la base de las diferencias temporales que surgen entre la base tributaria de los activos y pasivos y sus respectivos saldos en los estados financieros, aplicando la legislación y la tasa del impuesto vigente y que se espera sea aplicable cuando el activo por impuesto a las ganancias diferido se realice o el pasivo por impuesto a las ganancias diferido se pague.

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.

(p) Participación de los Trabajadores

La participación de los trabajadores se determina usando los mismos criterios para determinar el impuesto a la renta corriente. La tasa de participación de los trabajadores



## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

aplicable a la Compañía es de 5%.

(q) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente legal o implícita como resultado de eventos pasados, es probable que se requiera de la salida de recursos para liquidar la obligación y es posible estimar su monto confiablemente. Cuando la Compañía estima que una provisión o parte de ella es reembolsable, el reembolso es reconocido sólo si se tiene la seguridad que el mismo va a ser obtenido.

Las provisiones son revisadas y ajustadas en cada período para reflejar la mejor estimación a la fecha del estado de situación financiera.

Cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante, el monto de la provisión es el valor presente de la salida de recursos que se espera efectuar para cancelarla.

(r) Pasivos y Activos Contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros. Estos se revelan en notas a los estados financieros, salvo que la posibilidad de que se desembolse un flujo económico sea remota, en cuyo caso no se revelan en las notas.

Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros y sólo se revelan en las notas cuando es probable que generen ingresos de recursos.

(s) Reconocimiento de Ingresos, Costos y Gastos

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

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 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.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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.

(t) Costos de Pasivos Financieros

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.

(u) Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta básica y diluida por acción resulta de dividir la utilidad neta atribuible a los accionistas comunes entre el promedio ponderado del número de acciones ordinarias en circulación a la fecha del estado de situación financiera (nota 31).

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 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la Compañía no tiene instrumentos financieros con efecto diluyente, por lo que la utilidad básica y diluida por acción es la misma.

(v) 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 ha 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 última 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 de resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(w) Clasificación de Saldos en Corriente y No Corriente

En el estado 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, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos no corrientes.

(x) Normas Internacionales emitidas aún no vigentes

Las siguientes normas e interpretaciones han sido publicadas y son obligatorias para periodos contables de la Compañía que comienzan con posterioridad a la fecha de presentación de estos estados financieros:

- Enmienda a la NIC 19 Beneficios a los empleados, esta modificación al alcance de la NIC tiene por objetivo simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo. Efectiva para periodos anuales que comienzan o después del 1 de julio de 2014.
- La NIIF 9 'Instrumentos financieros', cubre la clasificación, medición y reconocimiento de activos financieros y pasivos financieros. La NIIF 9 fue emitida en noviembre de 2009 y octubre de 2010. Reemplaza las porciones de la NIC 39 que se refieren a la clasificación y medición de instrumentos financieros. La NIIF 9 requiere que se clasifiquen los activos financieros en dos categorías de medición: aquellos medidos al valor razonable y aquellos medidos al costo amortizado. Esta determinación se efectúa a su reconocimiento inicial. La clasificación depende del modelo de negocios de la entidad para la administración de instrumentos financieros y las características de flujos de efectivo contractuales del instrumento. Respecto de los pasivos financieros, la norma retiene la mayoría de los requerimientos de la NIC 39. El principal cambio es que los casos en los que la opción de valor razonable es tomada para pasivos financieros, la parte que corresponde al cambio en el valor razonable originada por el riesgo crediticio de la propia entidad se registrará en otros resultados integrales antes que en el estado de ganancias y pérdidas, a menos que esto cree una divergencia contable.

La Gerencia de la Compañía se encuentra evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 en la fecha de su aplicación efectiva. La Gerencia estima que el resto de normas, interpretaciones y enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros.

(5) Administración de Riesgos Financieros

Las actividades de la Compañía la exponen a una variedad de riesgos financieros cuyos efectos son permanentemente evaluados por la Gerencia, a efectos de minimizarlos. Los riesgos financieros son riesgo de mercado (incluye el riesgo de tipo de cambio, riesgo de precio, riesgo de tasa de interés), riesgo de crédito, riesgo de liquidez y riesgo de capital.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

La gestión de riesgos es llevada a cabo por la Gerencia. La Gerencia identifica, evalúa y decide, de ser conveniente, la contratación de coberturas para los riesgos financieros basada en los lineamientos del Directorio.

## (a) Riesgo de tipo de cambio

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

Los saldos en miles de dólares estadounidenses (US\$) de las partidas del activo y pasivo al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre 2013 se resumen como sigue:

	En miles de US\$	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Activos		
Efectivo y equivalente de efectivo	11,870	21,066
Cuentas por cobrar comerciales, neto	4,171	2,357
Otras cuentas por cobrar, neto	629	652
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	9,370
	<u>16,670</u>	<u>33,445</u>
Pasivos		
Cuentas por pagar comerciales	2,072	13,912
Pasivos financieros a largo plazo, incluye porción corriente	<u>193,476</u>	<u>196,843</u>
	<u>195,548</u>	<u>210,755</u>
Posición pasiva, neta	<u><u>178,878</u></u>	<u><u>177,310</u></u>

Dichos saldos al 31 de marzo de 2014 han sido expresados en Nuevos Soles a los tipos de cambio publicados por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP de S/. 2.809 para pasivos y S/. 2.807 para activos (S/. 2.796 para pasivos y S/. 2.794 para activos al 31 de diciembre de 2013).

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 el tipo de cambio.

## (b) Riesgo de tasa de interés

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

El endeudamiento a tasas variables podría exponer a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. La Compañía minimiza este riesgo contratando sus obligaciones financieras principalmente a tasas de interés fijas y a mediano o largo plazo. Adicionalmente, la Compañía ha contratado instrumentos financieros derivados

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

para cubrir el riesgo de fluctuaciones en la tasa LIBOR asociado a sus financiamientos contratados a tasa variable (nota 19(g)). La porción de obligaciones financieras a tasa fija o cubierta al 31 de marzo de 2014 es de 65% (67% al 31 de diciembre de 2013).

El endeudamiento a tasas fijas podría exponer a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos. Al respecto, la Compañía considera 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 que se encuentran disponibles para la Compañía para instrumentos financieros similares.

La Gerencia considera que las fluctuaciones futuras en las tasas de interés no afectarán significativamente los resultados futuros de sus operaciones.

(c) Riesgo de crédito

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

La Compañía sólo invierte sus excedentes de caja en instituciones financieras que cuenten con calificación local de grado de inversión.

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.

(d) 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 tiene un nivel apropiado de recursos y mantiene líneas de financiamiento con entidades bancarias.

La Gerencia monitorea 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 a la fecha del estado de situación financiera, clasificado según los vencimientos contractualmente establecidos:

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

	En miles de S/.					
	31 de marzo de 2014					
	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	68,678	-	56,180	51,028	78,090	28,090
Préstamos bancarios	14,045	40,731	71,630	44,944	-	-
Arrendamiento financiero	31,250	43,098	90,844	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales	232,197	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	135,051	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar	69,164	-	-	-	-	-
	<u>550,385</u>	<u>83,828</u>	<u>218,654</u>	<u>95,972</u>	<u>78,090</u>	<u>28,090</u>
	En miles de S/.					
	31 de diciembre de 2013					
	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	82,233	17,762	55,900	27,950	100,774	27,950
Préstamos bancarios	6,988	34,239	62,189	67,080	-	-
Arrendamiento financiero	28,482	38,777	38,777	66,059	-	-
Cuentas por pagar comerciales	286,513	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	4,385	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar	66,921	-	-	-	-	-
	<u>475,522</u>	<u>90,778</u>	<u>156,866</u>	<u>161,089</u>	<u>100,774</u>	<u>27,950</u>

La Gerencia administra el riesgo asociado con los importes incluidos en cada una de las categorías mencionadas anteriormente, lo cual incluye el mantener buenas relaciones con las instituciones financieras con el fin de asegurar suficientes líneas de crédito en todo momento, así como también solventar su capital de trabajo con los flujos de efectivo proveniente de sus actividades de operaciones.

Al 31 de marzo de 2014, la Compañía presenta una liquidez de (en miles) S/.98,061 (S/. 150,537 al 31 de diciembre de 2013) en efectivo y otros medios equivalentes y (en miles) S/.325,555 en líneas de crédito disponibles (S/.353,493 al 31 de diciembre de 2013).

En opinión de la Gerencia no existe riesgo significativo de liquidez al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

(e) Administración del Riesgo de Capital

El objetivo de la Compañía 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 puede ajustar el

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Pasivos financieros	618,607	655,160
Cuentas por pagar comerciales	232,197	286,513
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	135,051	4,385
Otras cuentas por pagar	82,421	97,258
Menos: efectivo y equivalente de efectivo	( 98,061)	( 150,537)
Deuda neta	970,215	892,779
Total Patrimonio	2,383,515	2,437,662
Ratio apalancamiento (veces)	0.41	0.37

## (f) Estimación de Valores Razonables

La Gerencia estima que los valores en libros de los instrumentos financieros corrientes al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 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 a esas fechas, y en el caso de los pasivos financieros no corrientes debido a que devenga intereses en tasas de mercado.

Para calcular el valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados, la Compañía utiliza 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.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(f.1) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

	En miles de S/.					
	Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponibles para la venta	Derivados de cobertura
<u>Marzo 2014</u>						
Instrumentos Derivados	-	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	337,665	-	-
Total corriente	-	-	-	337,665	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	-	-	-
Total no corriente	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	337,665	-	-
<u>Diciembre 2013</u>						
Instrumentos Derivados	-	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	280,861	-	-
Total corriente	-	-	-	280,861	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	-	-	-
Total no corriente	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	280,861	-	-



## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(f.2) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

	En miles de S/.			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura
<u>Marzo 2014</u>				
Préstamo que devenga interés	-	-	113,891	-
Instrumentos derivados	-	-	-	82
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	436,412	-
Total corriente	-	-	550,303	82
Préstamo que devenga interés	-	-	500,507	-
Instrumentos derivados	-	-	-	4,127
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total no corriente	-	-	500,507	4,127
Total	-	-	1,050,810	4,209
<u>Diciembre 2013</u>				
Préstamo que devenga interés	-	-	117,619	-
Instrumentos derivados	-	-	-	84
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	357,819	-
Total corriente	-	-	475,438	84
Préstamo que devenga interés	-	-	532,706	-
Instrumentos derivados	-	-	-	4,751
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total no corriente	-	-	532,706	4,751
Total	-	-	1,008,144	4,835

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(6) Efectivo y Equivalentes de Efectivo

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Efectivo	41	38
Cuentas corrientes (a)	40,520	66,699
Depósitos a plazo (b)	57,500	83,800
	<u>98,061</u>	<u>150,537</u>

- (a) La Compañía mantiene 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 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la Compañía mantenía depósitos a plazos en la siguientes instituciones financieras:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Banco BBVA Continental	7,000	29,800
Banco Interbank	14,000	26,500
Banco de Crédito del Perú	36,500	27,500
	<u>57,500</u>	<u>83,800</u>

Estos depósitos a plazo tienen vencimientos originales entre 2 y 25 días.

(7) Cuentas por Cobrar Comerciales

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Entidades relacionadas, (nota 8)	26,592	29,547
Terceros		
Cientes libres	63,928	52,406
Cientes empresas distribuidoras (b)	85,949	44,418
Cientes COES	32,682	16,761
	<u>182,559</u>	<u>113,585</u>
Total	<u>209,151</u>	<u>143,132</u>

- (a) Las cuentas por cobrar están denominadas principalmente en nuevos soles, tienen vencimiento corriente y no generan intereses. El saldo de las cuentas por cobrar al 31 de

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, corresponde a 69 y 51 clientes respectivamente. Al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la Compañía no tiene cuentas por cobrar comerciales vencidas.

- (b) El saldo de las cuentas por cobrar comerciales al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 incluye un monto ascendente a (en miles) S/.11,887 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.

(8) Transacciones con Entidades Relacionadas

A continuación se presenta el movimiento de las cuentas por cobrar a entidades relacionadas:

	En miles de S/.			Saldo al 31.03.2014
	Saldo al 31.12.2013	Adiciones	Deducciones	
Comerciales, (nota 7)				
Edelnor S.A.A.	29,535	84,022	( 87,005)	26,552
Chinango S.A.C.	12	53	( 25)	40
Empresa Electrica de Piura S.A.	-	96	( 96)	-
	<u>29,547</u>	<u>84,171</u>	<u>( 87,126)</u>	<u>26,592</u>
Diversas				
Empresa Electrica de Piura S.A.	743	251	( 651)	343
Edelnor S.A.A.	55	702	( 101)	656
Endesa Brasil	26,188	-	( 26,188)	-
Chinango S.A.C. (b)	735	16,493	( 2,170)	15,058
	<u>27,721</u>	<u>17,446</u>	<u>( 29,110)</u>	<u>16,057</u>
Total	<u>57,268</u>	<u>101,617</u>	<u>( 116,236)</u>	<u>42,649</u>

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

A continuación se presenta el movimiento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas:

	En miles de S/.			
	Saldos al 31.12.2013	Adiciones	Deducciones	Saldos al 31.03.2014
<b>Comerciales</b>				
Edelnor S.A.A.	84	517	( 141)	460
Chinango S.A.C.	-	6	( 6)	-
Empresa Electrica de Piura S.A.	727	3,639	( 3,422)	944
Enel Energy	242	55	( 199)	98
Endesa Chile	3,281	1,058	( 3,281)	1,058
	<u>4,334</u>	<u>5,275</u>	<u>( 7,049)</u>	<u>2,560</u>
<b>Diversas</b>				
Edelnor S.A.A.	-	443	( 443)	-
Empresa Electrica de Piura S.A.	51	17	( 68)	-
Endesa Chile ( c )	-	46,591	-	46,591
Generandes Perú S.A. ( c )	-	85,900	-	85,900
	<u>51</u>	<u>132,951</u>	<u>( 511)</u>	<u>132,491</u>
<b>Total</b>	<u>4,385</u>	<u>138,226</u>	<u>( 7,560)</u>	<u>135,051</u>

- (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 10 días en promedio.
- (b) Incluye principalmente dividendos declarados por la Subsidiaria.
- (c) Corresponde a dividendos declarados por la Compañía.
- (d) A continuación se presenta las operaciones con entidades relacionadas que tuvieron impacto en los resultados del ejercicio:

	En miles de S/.			
	Enero - Marzo 2014		Enero - Marzo 2013	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Venta de energía, potencia y peaje (nota 23)	75,387	-	86,716	-
Compra de energía, potencia, peaje y otros (nota 24)	-	3,395	-	1,254
Servicio de administración, operación supervisión y otros Subsidiaria (nota 28)	1,765	-	1,765	-
Servicio de administración relacionadas (nota 28, nota 25)	699	320	607	282
Comisión por fianza solidaria (nota 29)	8	-	92	-
Dividendos declarados por Subsidiaria (nota 29)	14,323	-	13,245	-
Otros servicios (nota 23, nota 24, nota 25)	175	124	-	122
<b>Total</b>	<u>92,357</u>	<u>3,839</u>	<u>102,425</u>	<u>1,658</u>

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

- (e) No existen saldos por cobrar y pagar entre la compañía y sus Directores y Gerencia
- (f) Las remuneraciones devengadas por los Directores y el personal clave de la Gerencia ascienden a:

	En miles de S/.	
	Enero - Marzo	
	2014	2013
Directores	84	51
Gerentes	1,276	2,427
	<u>1,360</u>	<u>2,478</u>

- (9) Otras Cuentas por Cobrar  
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo	Diciembre
	2014	2013
Reembolso por daños materiales y lucro cesante (a)	107,287	103,511
Servicio de agua potable y alcantarillado de Lima	3,608	3,608
Reclamos a terceros	823	823
Préstamos al personal	663	1,379
Diversas	4,246	4,857
	<u>116,627</u>	<u>114,178</u>
Menos, estimación para cuentas de cobranza dudosa (b)	<u>( 4,170)</u>	<u>( 4,170)</u>
Total, neto	<u>112,457</u>	<u>110,008</u>

- (a) Corresponde a la estimación de la indemnización de la Compañía de Seguros de acuerdo a la cobertura de la póliza contratada, por un siniestro ocurrido en la Unidad TG7 (nota 13 (g) y 28).
- (b) En opinión de la Gerencia de la Compañía, 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 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(10) Inventarios

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Materiales para mantenimiento	60,027	57,723
Petróleo	17,730	17,788
Materiales en transito	144	72
	<u>77,901</u>	<u>75,583</u>
Menos, estimación para desvalorización de inventarios (a)	<u>( 7,739)</u>	<u>( 7,739)</u>
Total, neto	<u><u>70,162</u></u>	<u><u>67,844</u></u>

(a) La estimación para desvalorización de inventarios ha sido determinada sobre la base de informes preparados por el área técnica de la Compañía. En opinión de la Gerencia de la Compañía, dicha estimación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización de materiales al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

(b) Movimiento de la estimación para desvalorización de inventarios:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Saldo inicial	7,739	8,190
Altas	-	10
Recupero del ejercicio	-	( 461)
Saldo final	<u>7,739</u>	<u>7,739</u>

(11) Otros Activos no Financieros

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Seguros pagados por adelantado	13,569	19,121
Otros	3,390	772
Total	<u>16,959</u>	<u>19,893</u>

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(12) Otros Activos Financieros

Comprende inversiones en Asociada y Subsidiaria:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Endesa Brasil S.A. (a)	172,793	172,793
Chinango S.A.C. (b)	187,718	187,718
Total	<u>360,511</u>	<u>360,511</u>

- (a) Corresponde a 6,957,053 acciones comunes de Endesa Brasil S.A., una empresa establecida en Brasil en la que la Compañía mantiene una participación efectiva de 3.996592% del capital social al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

Durante el periodo de tres meses terminado al 31 de marzo de 2014 y 2013, Endesa Brasil S.A. no declaró dividendos.

- (b) Corresponde a 235,399,438 acciones comunes de Chinango S.A.C., una empresa de generación de energía eléctrica establecida en el Perú, en la que la Compañía tiene una participación de 80% en el capital social al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, (nota 1).

Durante el periodo de tres meses terminado al 31 de marzo de 2014, Chinango S.A.C. declaró dividendos a favor de la Compañía por (en miles) S/.14,323 (no hubo ingresos por dividendos durante similar periodo de 2013) (nota 29).

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(13) Propiedades, Planta y Equipo

(a) Comprende lo siguiente:

Descripción	En miles S/.							31.03.2014	31.12.2013
	Terrenos	Edif. y Otras Construc.	Maq. y Equipo	Unids. de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso		
Costo									
Saldos iniciales	22,778	2,690,965	2,619,892	2,721	4,722	25,821	301,455	5,668,354	5,617,402
Adiciones	-	-	-	-	-	36	6,593	6,629	194,911
Venta y/o retiros (h)	-	-	-	-	-	(15)	-	(15)	(143,959)
Transferencias	-	1,830	40,367	-	26	28	(42,251)	-	-
Saldos finales	22,778	2,692,795	2,660,259	2,721	4,748	25,870	265,797	5,674,968	5,668,354
Depreciación acumulada									
Saldos iniciales	-	861,636	1,586,233	2,640	4,124	21,069	-	2,475,702	2,389,729
Adiciones (ver nota 27)	-	13,189	33,787	11	40	426	-	47,453	192,272
Venta y/o retiros (h)	-	-	-	-	-	(5)	-	(5)	(106,299)
Transferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos finales	-	874,825	1,620,020	2,651	4,164	21,490	-	2,523,150	2,475,702
Provisión por desmantelamiento de centrales									
Saldos iniciales	-	-	10,015	-	-	-	-	10,015	10,501
Adiciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación (ver nota 27)	-	-	121	-	-	-	-	121	486
Saldos finales	-	-	9,894	-	-	-	-	9,894	10,015
Estimación para desvalorización de maquinaria y equipo									
Saldos iniciales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
Adiciones	-	-	-	-	-	-	-	-	36,006
Retiros (h)	-	-	-	-	-	-	-	-	(36,006)
Saldos finales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
Costo neto	22,778	1,817,970	1,049,067	70	584	4,380	265,797	3,160,646	3,201,601



## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

- (b) 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 (notas 4t).
- (c) Al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, no se capitalizaron intereses.
- (d) Al 31 de marzo de 2014, el rubro propiedades, planta y equipo incluye repuestos por (en miles) S/.85,550 (S/.116,623 al 31 de diciembre de 2013) para ser utilizadas exclusivamente en los grupos generadores.
- (e) El rubro propiedades, planta y equipo incluye los activos de los Ciclos Combinados de la Planta Termoeléctrica Ventanilla, que fueron adquiridos por la Compañía mediante contratos de arrendamiento financiero. Estos contratos fueron cancelados en su totalidad al cierre del ejercicio 2012.

Asimismo, 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 19e) y entraron en operación en setiembre de 2009. Al 31 de marzo de 2014 el valor neto en libros de los activos adquiridos para la construcción, instalación, implementación y puesta en servicio de dicha unidad generadora asciende a (en miles) S/.197,163 (S/. 201,021 al 31 de diciembre de 2013), de los cuales, S/. 33,760, corresponden a edificios y otras construcciones (S/.34,172 al 31 de diciembre de 2013) y S/.163,403 a maquinaria y equipo (S/.166,849 al 31 de diciembre de 2013).

- (f) La Compañía transfirió a un patrimonio fideicometido, la propiedad legal de maquinaria y equipo del Ciclo Combinado, a fin de que sirva como garantía del pago de las obligaciones contraídas para el financiamiento de la conversión de la Planta Termoeléctrica de Ventanilla a Ciclo Combinado. El contrato de fideicomiso se encuentra culminado al 31 de diciembre de 2013.
- (g) En mayo de 2013, se produjo un siniestro en la Central Térmica Santa Rosa que afectó a ciertos elementos de los activos pertenecientes a la Unidad TG7, unidad de respaldo, debido a este siniestro, la Compañía registró una estimación del deterioro de Maquinaria y Equipo de (en miles) S/. 36,006 (nota 24), que correspondió a la reducción del valor en libros al valor recuperable de la Unidad TG7. La estimación del deterioro fue aplicada a los elementos de los activos pertenecientes a la Unidad TG7 afectados por el siniestro. Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía procedió con el retiro de los elementos afectados por el siniestro.

Al 31 de marzo de 2014, la Compañía ha estimado el reembolso de la compañía de Seguros por daño material en (en miles) S/. 96,593 y por lucro cesante en (en miles) S/.10,694 (nota 9 y 28).

- (h) La Compañía mantiene seguros sobre sus principales activos, de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia. En este sentido, al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la Compañía ha tomado seguros para sus propiedades, planta y equipo hasta por un valor de (en miles) US\$ 1,580,908. En opinión de la Gerencia, 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 el tipo de activos que posee la Compañía.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(14) Activos Intangibles

(a) Comprende lo siguiente:

Descripción	En miles de S/.			31.03.2014	31.12.2013
	Concesiones y derechos	Software	Otros Intangibles		
Costo					
Saldos iniciales (b)	52,729	13,709	224	66,662	63,996
Adiciones	-	-	-	-	2,666
Saldos finales	52,729	13,709	224	66,662	66,662
Amortización acumulada					
Saldos iniciales	4,999	9,584	20	14,603	12,308
Adiciones (nota 27)	410	149	3	562	2,295
Saldos finales	5,409	9,733	23	15,165	14,603
Costo neto	47,320	3,976	201	51,497	52,059

(b) 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.

(15) Pasivos Financieros de Corto Plazo:

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Parte corriente de pasivos financieros a largo plazo (nota 19)		
Principal	110,270	110,751
Intereses	3,703	6,952
	113,973	117,703

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(16) Cuentas por Pagar Comerciales

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Suministro, transporte y distribución de gas	28,096	26,402
Contrato de mantenimiento con Siemens S.A (a)	55,962	62,637
Compra de energía, potencia y peaje	22,219	16,484
Proveedores de obras en curso (b)	101,507	149,574
Otros	24,413	31,416
	<u>232,197</u>	<u>286,513</u>

(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 33d), dichos montos serán pagados en función de las horas de operación de las plantas térmicas.

(b) Incluye trabajos en curso relacionados al reemplazo de los elementos afectados por el siniestro ocurrido en la Unidad TG7 (nota 13 (h)) por un valor de (en miles) S/36,428.

(17) Otras Cuentas por Pagar

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Impuesto General a las Ventas por pagar	10,372	3,220
Tributos por pagar	5,538	1,605
Remuneraciones por pagar	6,287	5,136
Participación de los trabajadores	4,541	13,407
Seguros por pagar	344	26,774
Aportes a entes reguladores	5,429	6,293
Fondo de Inclusión Social Energético	6,126	5,082
Dividendos	25,997	-
Diversas	2,620	5,404
	<u>67,254</u>	<u>66,921</u>

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

- (18) Provisiones  
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Desmantelamiento de centrales	14,492	14,309
Contingencias tributarias (nota 34)	8,185	13,682
Norma Técnica de Calidad	4,253	4,253
Otras provisiones	602	602
Total	<u>27,532</u>	<u>32,846</u>
Por plazo de vencimiento:		
Porción corriente	13,040	19,164
Porción no corriente	<u>14,492</u>	<u>14,309</u>
Total	<u>27,532</u>	<u>33,473</u>

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(19) Obligaciones financieras Largo Plazo

(a) Comprende lo siguiente:

Acreedor	Ver	Moneda Origen	Interés anual (%)	Pago de intereses	Amortización de capital	Fecha Vcto.	En miles de S/.					
							Parte Corriente (*)		Parte Largo Plazo		Total Deuda Vigente al	
							31.03.2014	31.12.2013	31.03.2014	31.12.2013	31.03.2014	31.12.2013
<b>Bonos corporativos</b>												
- Tercer Programa	(b)	US\$ y S/.	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	67,935	79,756	101,028	118,536	168,963	198,292
- Cuarto Programa	(b)	US\$	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	743	2,477	112,360	111,800	113,103	114,277
							68,678	82,233	213,388	230,336	282,066	312,569
<b>Préstamos bancarios</b>												
- Banco Continental	(d)	US\$	Libor + 3.13	Trimestral	Trimestral	Sep.2017	14,045	6,988	157,304	163,508	171,349	170,496
							14,045	6,988	157,304	163,508	171,349	170,496
<b>Arrendamiento Financiero</b>												
- Scotiabank Perú	(e)	US\$	Libor+1.75	Trimestral	Trimestral	Mar. 2017	31,168	28,398	129,815	138,862	160,983	167,260
							31,168	28,398	129,815	138,862	160,983	167,260
<b>Instrumentos Derivados</b>												
	(g)		(g)	Trimestral		(g)	82	84	4,127	4,751	4,209	4,835
							113,973	117,703	504,634	537,457	618,607	655,160

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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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

Descripción de Bonos	Moneda Origen	Monto Emitido	Fecha de Emisión	Interés anual (%)	Pago de Intereses	Vcto. de Capital	En miles de S/.					
							Parte Corriente (*)		Parte Largo Plazo		Total Deuda Vigente al	
							31.03.2014	31.12.2013	31.03.2014	31.12.2013	31.03.2014	31.12.2013
<b>Tercer programa de bonos</b>												
- 1ra Emisión, Serie A	S/.	25,000,000	Jun. 2007	6.313	Semestral	Jun. 2022	434	39	25,000	25,000	25,434	25,039
- 3ra Emisión, Serie A	S/.	25,000,000	Jul. 2007	6.281	Semestral	Jul. 2019	379	772	25,000	25,000	25,379	25,772
- 4ta Emisión, Serie A	S/.	20,000,000	Ago. 2007	6.750	Semestral	Ago. 2014	20,113	20,450	-	-	20,113	20,450
- 8va Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2008	6.344	Semestral	Ene. 2028	322	763	28,090	27,950	28,412	28,713
- 9na Emisión, Serie A	S/.	28,300,000	Mar. 2008	6.594	Semestral	Mar. 2014	-	28,886	-	-	-	28,886
- 10ma Emisión, Serie A	US\$	9,720,000	Nov. 2008	9.000	Semestral	Nov. 2014	28,245	27,494	-	-	28,245	27,494
- 11ma Emisión, Serie A	US\$	8,166,000	Ene. 2009	7.781	Semestral	Ene. 2019	347	789	22,938	22,824	23,285	23,613
- 12ma Emisión, Serie A	US\$	6,355,000	Ene. 2009	7.125	Semestral	Ene. 2015	18,095	563	-	17,762	18,095	18,325
							67,935	79,756	101,028	118,536	168,963	198,292
<b>Cuarto programa de bonos</b>												
- 1ra Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Jul. 2009	6.625	Semestral	Jul. 2016	388	849	28,090	27,950	28,478	28,799
- 2da Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Set. 2009	6.000	Semestral	Set. 2016	42	461	28,090	27,950	28,132	28,411
- 4ta Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2010	6.469	Semestral	Ene. 2018	313	763	28,090	27,950	28,403	28,713
- 5ta Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Set. 2010	5.781	Semestral	Set. 2020	-	404	28,090	27,950	28,090	28,354
							743	2,477	112,360	111,800	113,103	114,277
							68,678	82,233	213,388	230,336	282,066	312,569

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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

- (c) Al 31 de marzo de 2014, 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 Corporativos, 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 por (en miles) US\$ 50,000) al patrimonio neto.

En opinión de la Gerencia, 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 Mercado de Valores su Quinto Programa de Bonos Corporativos hasta por un importe de (en miles) US\$350,000 y para el cual no se han establecido índices financieros.

- (d) El 30 de septiembre de 2010 la Compañía suscribió con el BBVA Banco Continental un contrato de financiamiento por (en miles) US\$ 61,000 por un plazo de 7 años. Los fondos fueron utilizados para cancelar tres (3) pagarés con el Banco Continental por un total de (en miles) S/.74,000 y para amortizar la cuota del C.O.F. con vencimiento en el año 2012.
- (e) El 25 de marzo de 2008, la Compañía suscribió con Scotiabank Perú S.A.A. un contrato de arrendamiento financiero hasta (en miles) US\$90,000, para la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa (unidad TG8) y sus sistemas asociados. El monto final desembolsado bajo este contrato ascendió a (en miles) US\$ 84,330.
- (f) 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, en su opinión, se ha cumplido con dichas obligaciones al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

- (g) La composición de los instrumentos financieros derivados al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es como sigue:

Contraparte	Valor		Deuda Protegida	Partida Protegida	Tasa y Valor Fijado	En miles de S/.				
	Nominal US\$(000)	Vcto.				Pasivo registrado		Pérdida realizada (nota 29)		
						Marzo 2014	Diciembre 2013	Enero - Marzo 2014	2013	
Swap Tasa de Interés:										
- Citibank N.A.	3,600	Mar. 2013	BCP - Mediano Plazo	Libor 3M	3.29%	-	-	-	52	
- Scotiabank Perú	21,267	Mar. 2017	Arrendamiento Financiero Scotiabank	Libor 3M	2.73%	2,311	2,646	368	389	
- Scotiabank Perú	22,678	Mar. 2017	Arrendamiento Financiero Scotiabank	Libor 3M	2.28%	1,898	2,189	322	339	
						<u>4,209</u>	<u>4,835</u>	<u>690</u>	<u>780</u>	

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Por vencimiento		
Corriente	82	84
No corriente	4,127	4,751
Total	<u>4,209</u>	<u>4,835</u>

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 paga o recibe 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 se reconocen como ganancia o pérdida del período.

La Compañía evaluó la efectividad de la cobertura de cada instrumento financiero derivado de cobertura en la fecha de su contratación y ha comprobado su efectividad al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

- (h) A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros, su valor razonable y el desglose por vencimiento de los valores nominales al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

En miles de S/.						
31 de marzo de 2014						
Valor razonable	Valor nominal					
	Antes de 1 año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
Cobertura de flujos de caja	(4,209)	(22,831)	(28,635)	(66,750)	-	(118,216)
Total	<u>(4,209)</u>	<u>(22,831)</u>	<u>(28,635)</u>	<u>(66,750)</u>	<u>-</u>	<u>(118,216)</u>
En miles de S/.						
31 de diciembre de 2013						
Valor razonable	Valor nominal					
	Antes de 1 año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
Cobertura de flujos de caja	(4,835)	(20,792)	(28,492)	(28,492)	(45,049)	(122,825)
Total	<u>(4,835)</u>	<u>(20,792)</u>	<u>(28,492)</u>	<u>(28,492)</u>	<u>(45,049)</u>	<u>(122,825)</u>



## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

- (i) Al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre 2013, el cronograma de amortización de la porción no corriente de la deuda a largo plazo es como sigue:

	En miles de S/.	
	Marzo	Diciembre
	2014	2013
Año 2015	56,616	90,778
Año 2016	157,651	156,865
Año 2017 o más	290,367	289,814
Total	504,634	537,457

- (j) Deuda de cobertura:

De la deuda de la Compañía en dólares, al 31 de marzo de 2014, (en miles) S/.543,472 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad de la Compañía que están vinculados al dólar estadounidense (nota 4(v)). Al 31 de diciembre de 2013 dicho monto ascendía a (en miles) S/.550,178.

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 31 de marzo de 2014 y al 31 de diciembre de 2013, neto de su efecto impositivo, ha sido el siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo	Diciembre
	2014	2013
Saldo en reservas de variación neta por cobertura de flujo de efectivo al inicio del ejercicio	35,423	79,304
Diferencias en cambio registradas en patrimonio	( 1,123)	( 33,929)
Imputación de diferencias en cambio a resultados	( 2,167)	( 9,952)
Total	32,133	35,423

- (20) Provisión por beneficios a los empleados

El movimiento de la provisión fue el siguiente:

	En miles de S/.	
	Marzo	Diciembre
	2014	2013
Saldo inicial	3,394	3,586
Incremento de la provisión registrada contra resultados	115	262
Pagos	( 219)	( 454)
	3,290	3,394

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.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(21) Pasivo por Impuesto a las Ganancias Diferidos

(a) Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.			Saldo al 31.03.2014
	Saldo al 31.12.2013	Cargo (abono) a Resultados	Cargo (abono) a Patrimonio	
<u>Activo diferido:</u>				
Provisión para desvalorización de propiedades, planta y equipo	( 320)	-	-	( 320)
Provisión para desvalorización de inventarios	( 2,500)	-	-	( 2,500)
Provisión norma técnica de calidad	( 436)	-	-	( 436)
Reembolso por daño material	( 20,058)	-	-	( 20,058)
Otras provisiones	( 5,463)	123	188	( 5,152)
	( 28,777)	123	188	( 28,466)
<u>Pasivo diferido:</u>				
Diferencia en base del costo de activos fijos	396,582	( 1,109)	-	395,473
Diferencia en tasa de depreciación de activos fijos	205,375	( 1,572)	-	203,803
Gastos indirectos y costos financieros durante la construcción capitalizados, neto	15,916	( 397)	-	15,519
Diferencias en tasas de depreciación de activos en arrendamiento financiero	28,205	( 1,605)	-	26,600
	646,078	( 4,683)	-	641,395
	617,301	( 4,560)	188	612,929

(b) A continuación se presenta la composición del impuesto a las ganancias diferido en resultados:

	En miles de S/.	
	Marzo 2014	Diciembre 2013
Por diferencias temporales en la determinación de la renta	( 4,560)	( 40,362)
Por devengo de reservas patrimoniales	1,941	18,805
Total ingreso	( 2,619)	( 21,557)

(22) Patrimonio

(a) Capital Emitido

Al 31 de marzo 2014 y 31 de diciembre de 2013, el capital emitido de la Compañía está representado por 2'293,668,594 acciones comunes, íntegramente suscritas y pagadas cuyo valor nominal es de S/0.88 por acción.

El valor de cotización de la acción al 31 de marzo de 2014 fue S/2.63 y la frecuencia de negociación fue de 161 operaciones mensuales en promedio (valor de cotización de S/2.55 y frecuencia de 205 operaciones mensuales en promedio al 31 de diciembre de 2013)

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

Al 31 de marzo de 2014, la composición accionaria de la Compañía es la siguiente:

Accionistas	Número de acciones	%
Generandes Perú S.A.	1,243,159,485	54.20
Endesa Chile S.A.	674,279,043	29.40
AFP Integra S.A. - Fondo 2	66,232,526	2.89
AFP Prima S.A. - Fondo 2	63,769,721	2.78
Otros accionistas	246,227,819	10.73
Total	<u>2,293,668,594</u>	<u>100.00</u>

## (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 20 de marzo de 2014 y 22 de marzo de 2013, se aprobó destinar el 10% de la utilidad disponible de los ejercicios 2013 y 2012 ascendente a (en miles) S/.43,873 y S/. 30,733 respectivamente, para incrementar la reserva legal.

## (c) Pagos y Anticipos de Dividendos

La Compañía tiene como política distribuir el cien por ciento de las utilidades de libre disposición provenientes del ejercicio económico. Durante el periodo 2014 y ejercicio 2013 se declararon los siguientes dividendos:

- Mediante Junta General de Accionistas de 20 de marzo de 2014, se aprobó el pago de dividendos complementarios del ejercicio 2013 ascendente a (en miles) S/.158,488.
- En sesión de directorio del 17 de octubre de 2013, se aprobó el segundo dividendo a cuenta de las utilidades del ejercicio 2013, ascendente a (en miles) S/. 70,260.
- En sesión de directorio del 18 de julio de 2013, se aprobó el primer dividendo a cuenta de las utilidades del ejercicio 2013, ascendente a (en miles) S/. 166,107.
- Mediante Junta General de Accionistas de 22 de marzo de 2013, se aprobó el pago de dividendos complementarios del ejercicio 2012 ascendente a (en miles) S/.101,892.

El pago de dividendos a personas naturales y a personas jurídicas no domiciliadas en el Perú está sujeto a una retención del 4.1%.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(23) Ingresos por Venta  
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Enero - Marzo	
	2014	2013
Energía:		
Terceros	187,676	147,261
Relacionadas	47,771	60,160
	<u>235,447</u>	<u>207,421</u>
Potencia y peaje:		
Terceros	86,144	72,263
Relacionadas	27,616	26,556
	<u>113,760</u>	<u>98,819</u>
Otros ingresos de operación	<u>3,096</u>	<u>4,227</u>
	<u>3,096</u>	<u>4,227</u>
Total	<u>352,303</u>	<u>310,467</u>
Compensaciones:		
Terceros	2,347	4,942
Relacionadas	115	-
	<u>2,462</u>	<u>4,942</u>
Total ingresos	<u>354,765</u>	<u>315,409</u>

(24) Costo de Generación  
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Enero - Marzo	
	2014	2013
Suministro, transporte y distribución de gas natural	75,518	61,760
Depreciación y amortización (nota 27)	47,519	48,937
Compra de energía, potencia y peaje (a)	34,960	22,392
Servicios prestados por terceros (b)	8,642	5,304
Canon de agua e impuestos del sector eléctrico	4,688	4,541
Gastos de personal (nota 26)	10,426	11,075
Consumo de suministros diversos	3,195	3,360
Cargas diversas de gestión	15,069	6,186
Compensación por generación adicional y otros	14,102	11,750
Consumo de petróleo	58	6,258
Tributos	793	671
	<u>214,970</u>	<u>182,234</u>

(a) Incluye compras a entidades relacionadas (nota 8 (e))

(b) Incluye servicios prestados por empresas relacionadas por (en miles) S/.61 (S/.74 durante el periodo 2013)

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(25) Gastos de Administración  
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Enero - Marzo	
	2014	2013
Gastos de personal (nota 26)	8,224	8,217
Servicios prestados por terceros(a)	2,461	2,558
Tributos	( 864)	434
Cargas diversas de gestión	656	704
Depreciación y amortización (nota 27)	617	648
Otros	-	12
	<u>11,094</u>	<u>12,573</u>

- (a) Incluye servicios prestados por empresas relacionadas por (en miles) S/./357 (S/./330 durante el periodo 2013).
- (b) Incluye la reversión de una provisión por contingencia tributaria resuelta a favor de la Compañía por (en miles) S/./ 5,569, de los cuales (en miles) S/./ 1,274 corresponden a tributos y (en miles) S/./ 4,295 corresponden a intereses (Nota 29)

(26) Gastos de Personal  
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Enero - Marzo	
	2014	2013
Remuneraciones	8,534	9,621
Participación de los trabajadores	7,038	6,347
Contribuciones sociales	1,090	1,063
Vacaciones	1,191	1,130
Otros	797	1,131
	<u>18,650</u>	<u>19,292</u>

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

	En miles de S/.	
	Enero - Marzo	
	2014	2013
Costo de generación (nota 24)	10,426	11,075
Gastos de administración (nota 25)	8,224	8,217
	<u>18,650</u>	<u>19,292</u>

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(27) Depreciación y Amortización

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Enero - Marzo	
	2014	2013
Depreciación de propiedad, planta y equipo:		
Costo de generación (nota 24)	47,098	48,523
Gastos de administración (nota 25)	476	498
	<u>47,574</u>	<u>49,021</u>
Amortización de intangibles:		
Costo de generación (nota 24)	421	414
Gastos de administración (nota 25)	141	150
	<u>562</u>	<u>564</u>
	<u>48,136</u>	<u>49,585</u>

(28) Otros ingresos operativos

Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	Enero - Marzo	
	2014	2013
Servicios prestados a Subsidiaria (a)	1,765	1,765
Servicios de administración a relacionadas	699	607
Utilidad en venta de propiedades, planta y equipo	-	84
Servicio de operación y mantenimiento	-	1,601
Transferencia de capacidad de transporte gas natural	163	26
Reembolso por daño material y lucro cesante (nota 9 y 13 (g))	3,778	-
Otros ingresos	181	641
	<u>6,586</u>	<u>4,724</u>

(a) Corresponde a los servicios de operación y supervisión de mantenimiento y administración y asistencia técnica en materia comercial prestado a la Subsidiaria.

(29) Ingresos y gastos financieros

Ingresos financieros comprende:

	En miles de S/.	
	Enero - Marzo	
	2014	2013
Dividendos declarados por la Subsidiaria (nota 12 y 8 (d))	14,323	13,245
Recupero de intereses por contingencias	4,295	-
Comisión por fianza solidaria a Subsidiaria (nota 8 (d))	8	92
Intereses sobre depósitos bancarios	866	1,061
Otros	74	11
	<u>19,566</u>	<u>14,409</u>

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

Gastos financieros comprende:

	<u>En miles de S/.</u>	
	<u>Enero - Marzo</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Intereses sobre bonos	5,045	6,035
Intereses sobre préstamos bancarios	1,465	1,410
Intereses sobre leasing	835	923
Pérdida por instrumentos financieros derivados (nota 19 (g))	690	780
Actualización de contingencia (nota 34)	71	74
Otros	314	214
	<u>8,420</u>	<u>9,436</u>

(30) Impuesto a las Ganancias

El gasto por el impuesto a las ganancias mostrado en el estado de resultados al 31 de marzo de 2014 y de 2013, se compone de la siguiente manera:

	<u>En miles de S/.</u>	
	<u>Enero - Marzo</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Corriente	42,569	36,186
Diferido	( 4,560)	( 2,141)
	<u>38,009</u>	<u>34,045</u>

(31) Utilidad por Acción

El cálculo de la utilidad por acción básica y diluida al 31 de marzo de 2014 y de 2013 se presenta a continuación:

	<u>En miles de S/.</u>	
	<u>Enero - Marzo</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Utilidad	108,424	96,254
N° de acciones (en miles)	2,293,669	2,293,669
Utilidad por acción básica y diluida	<u>0.047</u>	<u>0.042</u>

(32) Aspectos Tributarios

- (a) Los años 2010 al 2013 inclusive de la Compañía, 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 las mismas queden finalmente determinadas. En opinión de la Gerencia de la Compañía, como resultado de dichas revisiones, no surgirán pasivos significativos que afecten los estados financieros al 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

La Administración Tributaria ha revisado los ejercicios hasta 2007 y 2008, notificando a la Compañía las correspondientes resoluciones de determinación y de multa de los referidos ejercicios, de las cuales se encuentran apeladas por la Compañía las del 2007, y reclamadas las notificadas por el ejercicio 2008 (nota 34). Actualmente, la Administración Tributaria viene revisando el Impuesto a las Ganancias e Impuesto General a las Ventas del ejercicio 2009.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

De acuerdo con la legislación tributaria vigente, el Impuesto a las Ganancias de las personas jurídicas se calcula para los años 2014 y 2013 con una tasa del 30% sobre la utilidad neta imponible (luego de deducir el gasto por participación de los trabajadores en las utilidades, calculado con la tasa del 5%).

- (b) Para los efectos del Impuesto a las Ganancias, el valor de mercado de las transacciones entre empresas relacionadas se debe determinar basándose en 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 empresas 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, 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 empresas 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 31 de marzo de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

- (c) La distribución total o parcial de dividendos u otras formas de distribución de utilidades que efectúen las personas jurídicas domiciliadas en el Perú, se encuentra gravada con el Impuesto a las Ganancias con la tasa del 4.1%, salvo cuando la distribución es efectuada a favor de otra persona jurídica domiciliada en Perú.
- (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. La tasa del Impuesto es del 0.4% para el 2014 y 2013 aplicable al 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 la Renta.
- (f) Por el ejercicio 2014, 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.



## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

(33) Compromisos

La Compañía tiene los siguientes contratos de suministro de electricidad al 31 de marzo de 2014.

## Contratos con Clientes Regulados:

<u>Cliente</u>	<u>Inicio</u>	<u>Término</u>	<u>Potencia contratada</u>
Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 30.8 MW
Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 28.2 MW
Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 28.2 MW
Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.9 MW
Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 28.7 MW
Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 166.7 MW
Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 24.8 MW
Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 23.9 MW
Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 23.9 MW
Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.7 MW
Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 23.1 MW
Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 134.1 MW
Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 1.7 MW
Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 3.2 MW
Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 3.2 MW
Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.1 MW
Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 3.4 MW
Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 19.8 MW
Edecañete S.A.A (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 0.74 MW
Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 2.5 MW
Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 4.4 MW
Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 4.4 MW
Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.1 MW
Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 4.5 MW
Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 26.0 MW
Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 2.7 MW
Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 2.9 MW
Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 2.9 MW
Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.1 MW
Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 3.0 MW
Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 17.4 MW
Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 4.5 MW
Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 5.3 MW
Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 5.3 MW
Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.2 MW
Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 4.9 MW
Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 28.6 MW
Hidrandina S.A.	01/09/2012	31/12/2015	Hasta 33.2 MW en el 2012
Electrocentro S.A.	01/09/2012	31/12/2015	Hasta 10.0 MW en el 2012
Electronoroeste S.A.	01/06/2014	31/12/2014	Hasta 39.0 MW
Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2016	31/12/2027	67.8 MW
Electronoroeste S.A.	01/01/2014	31/12/2014	Hasta 22.9 MW
Electronorte S.A.	01/01/2014	31/12/2014	Hasta 19.2 MW
Electrocentro S.A.	01/01/2014	31/07/2014	Hasta 8.5 MW

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

## Contratos con Cliente Libres:

<u>Cliente</u>	<u>Inicio</u>	<u>Término</u>	<u>Potencia contratada</u>
Empresa Siderúrgica del Perú S.A.	08/05/1997	31/12/2017	55 MW en HFP, 13 MW en HP desde febrero 2009.
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.
Compañía Minera Antamina S.A.	27/05/1999	31/12/2014	Hasta un máximo de 121.5 MW hasta el fin del contrato.
Industrias Electroquímicas S.A.	01/10/2005	31/12/2014	2.7 MW
Tejidos San Jacinto S.A.	01/05/2011	30/04/2016	7.5 MW
Compañía Textil Credisa Trutex S.A.A.	01/08/2010	31/12/2015	12.0 MW
Moly-Cop Adesur S.A.	01/04/2010	31/03/2020	Hasta 2.0 MW en HP y 16.0 MW en HFP en Lima Hasta 0.2 MW en HP y 11.0 MW en HFP en Arequipa
Compañía Minera Antamina S.A.	01/07/2011	31/12/2014	30 MW
Minera Chinalco Perú S.A.	01/10/2011	30/09/2026	Hasta 166 MW
Compañía Minera Casapalca S.A.	01/03/2012	31/12/2017	14 MW en HP y HFP.
Shougang Hierro Perú S.A.A.	01/05/2014	31/12/2020	Hasta 70 MW durante el periodo 2014-2017
Administradora Jockey Plaza Shopping	01/11/2012	31/10/2015	Hasta 14.5 MW
La Arena S.A.	01/01/2014	31/12/2028	Hasta 30.0 MW
Hudbay Peru S.A.C	01/05/2014	31/12/2025	Hasta 90.0 MW

(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 ha adquirido 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 (2.50 MM mcd, a partir del 21 de agosto de 2013 esta cantidad se redujo a 2.30MMmcd).

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 31 de marzo de 2014 ascendió a (en miles) S/.36,566 (S/.28,822 al 31 de marzo de 2013) y se encuentra registrado en el rubro Costo 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.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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

<b>Período</b>	<b>CMD (m3 td/día)</b>
- 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.

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

<b>Período</b>	<b>CRD (m3 td/día)</b>
- 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 31 de marzo de 2014 ascendió a (en miles) S/.29,758 (S/.27,865 al 31 de marzo de 2013) 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.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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

<b>Período</b>	<b>CIMD (m3 td/día)</b>
- 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.

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

<b>Período</b>	<b>CIMD (m3 td/día)</b>
- 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:

<b>Período</b>	<b>CRD (m3 td/día)</b>
<b>Punto de Entrega: Ventanilla.</b>	
- 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
<b>Punto de Entrega: Santa Rosa.</b>	
- 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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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 31 de marzo de 2014 ascendió a (en miles) S/9,194 (S/4,415 al 31 de marzo de 2013) 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.

Asimismo, el 15 de junio de 2005, la Compañía suscribió un contrato similar con las mismas empresas para la adquisición de repuestos y piezas de reemplazo, así como la prestación de servicios de mantenimiento programados (menores y mayores) para la turbina Westinghouse ubicada en la Planta de Generación Termoeléctrica de Santa Rosa. El LTSA referido a la turbina Westinghouse de Santa Rosa (TG7) entró en operación el 1 de junio de 2005, y se mantendrá vigente hasta que: (a) la turbina Westinghouse de la Central Termoeléctrica Santa Rosa acumule 96,000 HES; o (b) se cumplan 18 años desde el 1 de junio de 2005; o, (c) se ejecuten dos inspecciones mayores y dos inspecciones de Rutas de Gases Calientes según han sido definidas en el propio contrato, lo que suceda primero. Debido al siniestro ocurrido en mayo de 2013 (nota 13 (h)) y que afectó esta turbina, el contrato se encuentra suspendido al 31 de marzo de 2014.

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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

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.

(f) Contratos de Fianza Solidaria a favor de Chinango S.A.C.

En mayo de 2009, la Compañía otorgó una fianza solidaria, irrevocable y de realización automática a favor de los Obligacionistas del Primer Programa de Bonos Chinango (antes llamado “Segundo Programa de Bonos Edegel”) para garantizar el pago de las obligaciones emitidas en el marco de dicho programa, que fueran transferidas por la Compañía a Chinango S.A.C. en el marco de la reorganización societaria llevada a cabo el 31 de mayo de 2009; el 15 de enero de 2014 Chinango S.A.C. canceló la última emisión del Primer Programa de Bonos Chinango, con lo cual ya no tendría ninguna obligación financiera vigente sujeta a pago de comisión por la fianza solidaria.

(34) Contingencias

Al 31 de marzo de 2014, la Compañía tiene pendiente de resolver procesos judiciales y arbitrales, así como procedimientos administrativos y tributarios relacionados con las actividades que desarrolla. 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 31 de marzo de 2014 y se estima no resultarán en pasivos adicionales a los ya registrados por la Compañía (nota 18).

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, el 28 de diciembre de 2005 la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa ascendentes a, en miles, S/. 75,892 (incluidos, tributo, multa e intereses calculados a dicha fecha) por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2000. Asimismo, en dicha fecha la Compañía fue notificada con diversas Resoluciones de Determinación ascendentes aproximadamente a, en miles, S/. 6,842, 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 recurso de reclamación parcial contra las referidas resoluciones, cancelando la obligación tributaria relacionada a los conceptos

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

no reclamados. En septiembre de 2008, SUNAT notificó a la Compañía la Resolución de Intendencia mediante la cual declaró fundada en parte la referida 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) (En miles) S/.44,025 de reparo en la base imponible por concepto de depreciación de los activos fijos revaluados en el ejercicio 1996.
- (ii) (En miles) S/.12,574 de reparo en 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) (En miles) S/.5,673 de reparo en la base imponible por concepto de “Resultado por Exposición a la Inflación” negativo del ejercicio 2001.

Con fecha 3 de julio de 2012, en aplicación del criterio establecido por el Tribunal Fiscal en la Resolución N° 01516-4-2012 a que se refiere el apartado (a) anterior, la Compañía pagó a SUNAT la suma de, en miles, S/. 18,786, correspondiente a la deuda asociada al reparo (i) del párrafo anterior, recalculada y actualizada a dicha fecha (incluidos tributo, multas e intereses). El pago no implicó el desistimiento de la impugnación, la que se mantiene vigente.

La contingencia total impugnada, actualizada al 31 de marzo de 2014, asciende a, en miles, S/.100,818 (incluidos tributos, multas e intereses, calculados a esa fecha, así como la correspondiente participación de los trabajadores en las utilidades).

Al 31 de marzo de 2014, el recurso de apelación interpuesto por la Compañía se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se tienen buenas probabilidades de éxito respecto de los conceptos impugnados no pagados, salvo lo referido a la parte que ya cuenta con provisión, la cual asciende a, en miles, S/. 2,601 (nota 18).

(b) Acotaciones por Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2002 y 2003

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

La Compañía aceptó algunos reparos pagando la respectiva deuda y, en agosto de 2007, reclamó ante SUNAT los importes no aceptados.

Mediante Resolución de Intendencia N° 01501140007736 de octubre de 2008 se declaró fundada en parte la referida reclamación y se dispuso que se prosiga con la cobranza de la deuda rectificadora, ascendente a, en miles, S/. 3,154.

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

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

por diferencia en cambio e intereses derivado de créditos adquiridos para refinanciar deuda que fue materia de reparo en los ejercicios 2000 y 2001, por estar supuestamente vinculada a la compra de acciones de propia emisión.

La contingencia asociada a estas acotaciones, actualizada al 31 de marzo de 2014, asciende a, en miles, S/. 5,767 (incluidos tributo, multas e intereses calculados a esa fecha, así como la correspondiente participación de los trabajadores en las utilidades).

Al 31 de marzo de 2014, el recurso de apelación interpuesto por la Compañía se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

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

(c) Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2006

En abril de 2011, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa referidas a supuestas omisiones en la determinación del Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2006 (anual y pagos a cuenta) y la supuesta comisión de la infracción del artículo 178.1 del Código Tributario (declarar cifras o datos falsos que influyan en la determinación de la obligación tributaria).

En mayo de 2011, la Compañía interpuso recurso de reclamación parcial contra estas resoluciones. En la misma fecha, se efectuó el pago de la deuda vinculada con los pagos a cuenta de la Compañía por los meses de enero y febrero de 2006.

Con fecha 6 de marzo de 2012, la Compañía fue notificada con la Resolución de Intendencia N° 0150140010139, por la cual SUNAT resolvió declarar infundado el recurso de reclamación. Dicha Resolución fue apelada por la Compañía, mediante recurso presentado el 27 de marzo de 2012.

La contingencia asociada a estas acotaciones, actualizada al 31 de marzo de 2014, asciende a, en miles, S/. 30,012 (incluido tributo, multas e intereses calculados a esa fecha, así como la correspondiente participación de los trabajadores en las utilidades).

Al 31 de marzo de 2014, el recurso de apelación interpuesto por la Compañía se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

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 comisión 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 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.

## Notas a los Estados Financieros

Con fecha 18 de junio de 2013, la Compañía interpuso recurso de reclamación contra tales resoluciones, el cual fue declarado infundado por SUNAT mediante Resolución de Intendencia N°0150140010970, notificada el 10 de octubre de 2013.

Con fecha 31 de octubre de 2013, la Compañía presentó recurso de apelación contra la Resolución de Intendencia antes mencionada.

La contingencia asociada a estas acotaciones, actualizada al 31 de marzo de 2014, asciende a, en miles, S/. 11,790 (incluido intereses por pagos a cuenta, multas e intereses de la multa, calculados a esa fecha).

Al 31 de marzo de 2014, el recurso de apelación interpuesto por la Compañía se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

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 comisión 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 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.

Con fecha 16 de diciembre de 2013, la Compañía interpuso recurso de reclamación contra tales resoluciones.

La contingencia asociada a estas acotaciones, actualizada al 31 de marzo de 2014, asciende a, en miles, S/. 4,279 (incluido intereses por pagos a cuenta, multas e intereses de la multa, calculados a esa fecha).

Al 31 de marzo de 2014, el recurso de reclamación interpuesto por la Compañía se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.

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

En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue notificada con Resoluciones de División, por medio de las cuales SUNAT puso en cobranza (i) (en miles) US\$ 1,644, por concepto de tributos (IGV, IPM y Ad Valorem) supuestamente dejados de pagar en diversas Declaraciones Únicas de Aduanas, (ii) (en miles) US\$3,287, por concepto de una multa equivalente al doble de los tributos supuestamente dejados de pagar y, (iii)

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

S/.710, por concepto de una multa equivalente al 0.2 de la UIT vigente en 2009, 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 Scotiabank Perú S.A.A. quien se incorporó como propietario de los bienes a que se contrae dicho contrato. Las acotaciones de SUNAT son 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, Scotiabank Perú S.A.A. presentó recurso de reclamación contra los referidos valores y, en febrero de 2014, presentó un escrito de pruebas.

La contingencia asociada a estas acotaciones, actualizada al 31 de marzo de 2014, asciende a, en miles, S/. 19,307 (incluido tributos, multas e intereses, calculados a esa fecha).

Al 31 de marzo de 2014, el recurso de reclamación interpuesto por Scotiabank Perú S.A.A. se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.

(g) Reclamaciones ante ESSALUD (Ex IPSS)

- (i) Proceso referido a supuestos adeudos por incumplimiento en el pago de contribuciones a los regímenes de salud del Decreto Ley N° 22482, de pensiones del Decreto Ley N° 19990 y de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales del Decreto Ley N° 18846 durante el período comprendido entre abril de 1994 y marzo de 1996, por la suma de, en miles, S/. 8,203 (incluidos intereses calculados hasta junio de 1996).

En enero de 2010, la Compañía fue notificada con la Resolución N° 802-14-0020026 de fecha 28 de diciembre de 2009, que declara infundado su reclamo en la parte que se refiere al pago de contribuciones a los regímenes de salud y al de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales, ordenando la continuación de la cobranza. Asimismo, ESSALUD declaró improcedente el reclamo en lo referido al régimen de pensiones por ser competencia de la Oficina de Normalización Previsional - ONP. Con fecha 27 de enero de 2010, la Compañía presentó recurso de reconsideración contra dicha Resolución.

En diciembre de 2010, la Compañía fue notificada con la Resolución N° 806-15-000-1286, mediante la cual ESSALUD declaró fundado en parte el recurso presentado, ordenando a la Compañía el pago de una deuda ascendente a en miles de S/. 1,834 (incluidos los intereses).

En diciembre de 2010, la Compañía efectuó el pago ordenado en dicha Resolución.

En enero de 2011, la Compañía presentó a ESSALUD un escrito comunicando el pago de la deuda y solicitando (i) se declare total e íntegramente cancelado el adeudo, (ii) la inexistencia de cualquier otra deuda derivada del procedimiento de inspección y, (iii) el archivo definitivo del expediente.

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

La Compañía se encuentra a la espera de la Resolución de ESSALUD dando respuesta al escrito antes mencionado.

- (ii) Reclamación referida a órdenes de pago mediante las cuales se pretende cobrar a la Compañía la supuesta omisión en el pago de los aportes a ESSALUD, durante el período comprendido entre el mes de abril de 1997 y el mes de diciembre de 1998. La Compañía fue notificada por ESSALUD con la Resolución N°806150003339, por la cual dicha entidad resolvió declarar la nulidad de las órdenes de pago, excepto la referida al período junio de 1997, respecto de la cual aún no ha emitido opinión.

De esta manera, al 31 de marzo de 2014 se encuentra pendiente de resolución la reclamación presentada contra la orden de pago emitida por el período junio de 1997, cuya contingencia, actualizada a dicha fecha, asciende a (en miles) S/. 546.

La provisión registrada por la Compañía, por ambos procesos, al 31 de marzo de 2014 asciende a, en miles, S/. 1,343 (nota 18).

- (h) Acotación de Impuesto Predial de los ejercicios 2000 a 2004

La Municipalidad Distrital de San Ramón notificó a la Compañía la Resolución de Determinación N° 02-2005-OR-MDSR y Resolución de Multa N° 01-2005-OR-MDSR por la cual pone a cobro la suma de, en miles, S/. 3,388 por concepto de Impuesto Predial de los ejercicios 2000 a 2004 y, en miles, de S/. 26 por concepto de multa, incluyendo ambas sumas intereses moratorios calculados al 14 de enero de 2005. La Municipalidad sustenta la acotación al incluir en la base imponible bienes muebles e inversiones en terrenos de terceros.

En junio de 2005, la Compañía interpuso recurso de apelación contra las resoluciones antes mencionadas sobre la base que el Impuesto Predial y multa correspondientes al ejercicio 2000 se encuentran prescritos y que, en lo que respecta a los otros ejercicios, la base imponible asumida por la Municipalidad contempla elementos que no se ajustan a los que la ley establece.

A este proceso, se han acumulado las reclamaciones interpuestas por la Compañía respecto de las Resoluciones de Determinación N° 003-2005-OR-MDSR y N° 004-2005-OR-MDSR, por las cuales la Municipalidad de San Ramón requirió el pago de las Tasas por Conformidad de Obra y por Declaratoria de Fábrica, respectivamente, ascendentes, cada una, en miles, a S/. 258

A la fecha, la Municipalidad Distrital de San Ramón no ha cumplido con elevar los actuados al Tribunal Fiscal a efecto que esta entidad se pronuncie sobre la apelación interpuesta por la Compañía. Ello, a pesar que la referida Municipalidad obtuvo un resultado desfavorable en los procesos judiciales iniciados por ella misma, a través de los cuales buscó que se declare la nulidad de las resoluciones del Tribunal Fiscal que le requieren que eleve los actuados.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, las posibilidades de obtener un resultado favorable en cuanto a la acotación del ejercicio 2000 son altas por cuanto dicho año habría prescrito. Asimismo, las probabilidades de éxito también son altas en cuanto a la contingencia asociada a la valorización de los bienes muebles

## EDEGEL S.A.A.

## Notas a los Estados Financieros

efectuada por la Municipalidad y su inclusión dentro de la base imponible para la determinación del tributo de los ejercicios 2001 a 2004. De otro lado, en cuanto al reclamo vinculado a la inclusión de las inversiones en terrenos de terceros dentro de la base imponible para la determinación del tributo de los ejercicios 2001 a 2004, la contingencia ha sido clasificada como probable, razón por la que la provisión registrada por la Compañía al 31 de marzo de 2014 asciende a, en miles, S/. 3,524 (nota 18).