



RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.

Lima, Perú

04 de enero de 2012

Clasificación	Categoría	Definición de Categoría
Primer Programa Bonos Corporativos 1ª, 2ª, 3ª y 5ª Emisión	AAA.pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.
Segundo Programa de Bonos Red de Energía del Perú 3ª, 4ª, 11ª, 15ª, 17ª y 20ª Emisión	AAA.pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.

"La clasificación que se otorga al presente valor no implica recomendación para comprarlo, venderlo o mantenerlo."

-----Millones de Dólares-----					
	Sep.11	Dic.10		Sep.11	Dic.10
Activos:	492.5	433.7	Utilidad neta:	4.9	19.8
Pasivos:	268.3	230.4	ROAE:	5.92%	10.22%
Patrimonio:	224.2	203.3	ROAA:	2.71%	4.61%

Historia: Bonos Corporativos, 1er Programa - 1ª Emisión → AAA (05.05.03), 2ª Emisión → AAA (28.10.03), 3ª Emisión → AAA (09.06.04), 5ª Emisión → AAA (09.11.04). 2do Programa - 3ª y 4ª Emisión → AAA (15.11.06), 2º Programa - 11ª y 15ª y 16ª Emisión → AAA.pe (29.03.09). 2º Programa - 17ª, 18ª, 19ª y 20ª Emisión → AAA.pe (22.12.10)

Al efectuar la evaluación se han utilizado los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2007, 2008, 2009 y 2010, y no auditados al 31 de setiembre de 2010 y 2011, así como información adicional proporcionada por Red de Energía del Perú S.A.

Fundamento: Después de realizar el análisis y evaluación respectiva, el Comité de Clasificación de Equilibrium decidió mantener la categoría AAA.pe a las emisiones realizadas bajo el Primer Programa de Bonos Corporativos, y el Segundo Programa de Bonos Red de Energía del Perú (en adelante REP o la empresa).

La decisión se sustenta en la estabilidad que otorgan a la Compañía sus ingresos a través de la Remuneración Anual Garantizada (RAG) y la Remuneración Anual Adicional (RAA), lo cual por un lado, le permite mantener adecuados niveles de generación y cobertura de sus obligaciones financieras, así como moderados niveles de apalancamiento, y por otro lado, brinda predictibilidad en sus proyecciones financieras pudiendo acondicionar su plan de inversiones a las mismas.

Asimismo, se ha considerado la estructura de las emisiones realizadas, las cuales están respaldadas por una serie de resguardos y garantías, donde destacan: (i) Prenda sobre acciones, (ii) Hipoteca sobre la Concesión, (iii) Hipoteca sobre las Concesiones Eléctricas, (iv) Fideicomiso de flujos, y (v) otras garantías constituidas a favor de todos los Acreedores Preferentes. Si bien los resguardos financieros del Segundo Programa presentan una mayor holgura y difieren de los estipulados en el Primer Programa, tal situación se justifica por los niveles de inversión a realizar, lo cual conllevará a mayores niveles de apalancamiento en el corto y mediano plazo a fin de financiar su expansión. Los resguardos permitidos son los siguientes: (i) Mantener un índice de endeudamiento menor a 1.5 veces, (ii) Mantener un índice de cobertura de intereses mayor a 3.5 veces, (iii) Mantener un patrimonio mínimo de US\$ 90 millones (sólo para el caso del 1er. Programa), y (iv) Mantener un índice de cobertura de

servicio de deuda mayor a 1.3 veces.

A la fecha del presente informe, REP ha cumplido con los resguardos establecidos, y ha efectuado los pagos por concepto de la comisión pactada.

No menos importante es el respaldo y experiencia de sus accionistas, Interconexión Eléctrica S.A.- ISA -, que participa directa e indirectamente con el 60% del accionariado de REP, es una empresa que cuenta con una amplia experiencia en la operación de actividad de transmisión eléctrica y mantiene una importante presencia en la Comunidad Andina. Empresa de Energía de Bogotá (EEB), que participa con el 40% del accionariado de REP, es una Empresa de Servicios Públicos de la República de Colombia con activos por más de US\$ 6.010 millones y patrimonio de US\$ 3.903 millones. Es importante mencionar que a la fecha REP ha cumplido con todos los compromisos de inversión.

A lo largo del 2011 se han culminado las ampliaciones 5 y 6 (ambas inversiones suman más de US\$ 63 millones) y adicionalmente se mantiene las ampliaciones 7, 8 y 9 en cartera, con inversiones estimadas de USD 55.4 MM, las cuales mantienen un avances de acuerdo al cronograma inicial. Adicionalmente se vienen desarrollando dos nuevos proyectos (las ampliaciones 10 y 11) con inversiones estimadas de USD 10.5 MM.

REP termina al tercer trimestre del 2011 con ingresos superiores a 6.1% respecto al mismo periodo del año anterior producto de la entrada en operación de las ampliaciones realizadas y a las variaciones en el índice *Finished Good less Foods and Energy (WPSSOP3500)*. Asimismo presenta un incremento de los servicios de transmisión adicionales.

La generación a setiembre 2011 medida a través del EBITDA (utilidad operativa + depreciación + amortización

"La nomenclatura .pe refleja riesgos solamente comparables en Perú."

+ participación de trabajadores) presentó un crecimiento de 5.7% producto de la mejora de los ingresos brutos, ofreciéndole una cobertura de 8.37 veces a los gastos financieros, y de 1.40 veces la cobertura de intereses + la parte corriente de la deuda a largo plazo - intereses por pagar. Este último indicador se ha visto ajustado producto de la mayor deuda por la décimo séptima emisión serie A por US\$20 millones, y la vigésima emisión serie A por US\$38 millones, realizadas en enero 2011 con vencimientos en enero 2018, y 2026 respectivamente.

A setiembre 2011 REP ha logrado una utilidad neta 32% inferior a la presentada a setiembre 2010, producto de la provisión anticipada de los gastos de mantenimiento de las líneas de transmisión, la que, a diferencia de ejercicios anteriores, se ha devengado desde comienzos de año, y por último, el incremento de los gastos financieros netos.

Dado el sector donde opera la Empresa, esta presenta una estructura financiera de largo plazo, donde al 30 de setiembre de 2011 el patrimonio es la principal fuente de fondeo, financiando el 45.5% de sus activos (46.9% a diciembre 2010), seguido por el pasivo no corriente con el 43.6% (42.7% a diciembre 2010), terminando setiembre de 2011 con un apalancamiento de 1.2 veces. Resulta importante indicar que REP no ha distribuido dividendos desde el 2007, fortaleciendo de esta manera su patrimonio, que de la mano con un aumento de las utilidades retenidas producto de un cambio de las políticas contables para seguir los lineamientos de las NIC 19, la Empresa ha logrado mejorar el nivel de

cumplimiento de uno de los resguardos financieros del programa de bonos corporativos (apalancamiento menor a 1.2 veces el patrimonio para el 1er programa y 1.5 veces el patrimonio para el 2do programa).

Al cierre del tercer trimestre del 2011 REP presenta un incremento de 14% en sus activos (comparado a diciembre 2010), sustentado en un aumento de las cuentas por cobrar a afiliadas, un mayor saldo en caja y el aumento de intangibles los cuales presentaron un crecimiento producto de las ampliaciones realizadas durante el año (proyecto de ampliación No. 5, 6, 7 y 8). Es así que a setiembre 2011 la estructura del activo de REP descansa en un 85.2% en el largo plazo (94.1% en diciembre 2010).

El activo corriente presenta un aumento de 183.5% en el 2011 producto por un lado del mayor saldo en caja (+ US\$5.8 MM) por las emisiones realizadas en enero, y por otro lado, por el aumento de la cuenta por cobrar a vinculadas (+ US\$39.7 MM) por un préstamo otorgado a Consorcio Transmataro por US\$34 millones. Por tal motivo los indicadores de liquidez, presentan una notoria mejora al cierre del tercer trimestre del año en curso,

Finalmente, de acuerdo a las proyecciones financieras presentadas por la empresa, los ingresos futuros que generarían las inversiones que está ejecutando y que tiene por realizar, deberían permitir mantener los indicadores de generación, cobertura y apalancamiento en los niveles asociados a la clasificación asignada.

Fortalezas

1. El sector de transmisión de energía es considerado monopolio natural.
2. Experiencia y solvencia de los accionistas.
3. Ingresos estables y predecibles.

Debilidades

1. Alta dependencia en la regulación.

Oportunidades

1. Mejoramiento o ampliación de sus instalaciones que beneficiarían los niveles de eficiencia en costos.
2. Nuevas oportunidades de privatización o de nuevas licitaciones.

Amenazas

1. Modificaciones a la regulación eléctrica.

PERFIL DE LA EMPRESA

Red de Energía del Perú (REP) se constituyó como sociedad anónima el 3 de julio de 2002, teniendo como objeto dedicarse a las actividades de transmisión de energía eléctrica, comprendiendo otros servicios en el campo eléctrico, así como actividades del sector de telecomunicaciones tales como servicios portadores, servicios de difusión, servicios de valor añadido y servicios finales. REP es una empresa constituida por las empresas colombianas EEB, ISA y Transelca.

Contrato de Concesión

REP obtuvo la buena pro de la Licitación Pública Especial Internacional para explotar, operar y efectuar el mantenimiento de la infraestructura eléctrica de los sistemas de transmisión del Estado Peruano (ETECEN y ETESUR), por un período de 30 años, con una oferta de US\$286.7 millones, iniciando sus operaciones el 5 de septiembre de 2002. Al término del plazo del Contrato de la Concesión, REP deberá cumplir con entregar y devolver los bienes y activos recibidos en concesión al Estado Peruano en buenas condiciones operativas, excepto por el desgaste normal como consecuencia del tiempo y el uso regular.

Según el contrato de concesión, REP recibiría una remuneración anual garantizada (RAG) de US\$58.6 millones, la cual no incluye IGV, siendo reajustada anualmente según la variación que presente el índice “Finished Good Less Food and Energy” publicado por el Departamento del Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América.

Adicionalmente, a través de la suscripción de una cláusula adicional al Contrato de Concesión, en marzo 2006, se garantiza a REP el recupero de las inversiones que realice para las ampliaciones a su sistema de transmisión a través de una Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA), que agregada a la RAG dan origen a la Remuneración Anual (RA).

Es importante señalar que cada dos años, si alguna de las partes del Contrato de Concesión considera que el equilibrio económico del Contrato se ha visto afectado como consecuencia de cambios en las normas aplicables, así como en la interpretación o en la aplicación de las mismas o de actos de Autoridad Gubernamental, en relación con aspectos económico-financieros vinculados a la inversión, explotación u operación del sistema de transmisión eléctrica o la ejecución del contrato de concesión con respecto a la RAG, podrá proponer por escrito y con la necesaria sustentación las soluciones y procedimientos a seguir para restablecer el equilibrio económico. Este derecho podrá ser ejercido automáticamente, en caso de ocurrir variaciones mayores al 5% de la RAG.

Dentro de este contexto, en octubre del año 2004 REP presentó el sustento para acreditar que se había producido una alteración del equilibrio económico del Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR; solicitud que fue aceptada. Así con fecha 27 de julio del 2006 se suscribió una cláusula adi-

cional al Contrato de Concesión, mediante la cual se reconocen a REP US\$1.3 millones de ingresos adicionales a la RAG, así como la aceptación del reembolso del gasto por Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), impuesto que no se encontraba vigente al inicio de la concesión, y el reconocimiento por única vez, de una suma de US\$ 1.9 millones por ingresos adicionales a la RAG no percibidos anteriormente. Finalmente, el acuerdo con el Concedente considera la modificación de la secuencia de pago de la RAG, de manera tal que los costos de transmisión sean mejor distribuidos entre los usuarios que reciben el servicio de transmisión.

Cabe resaltar que REP cuenta con 5,837 kilómetros de circuitos de 60, 138 y 220 kV, y con 46 subestaciones las cuales recorren un total de 19 departamentos, los mismos que incluyen los 50.1 Km implementados para la interconexión con Ecuador.

Finalmente, las instalaciones de transmisión eléctrica están distribuidas geográficamente en cuatro departamentos de transmisión:

- Departamento de Transmisión Norte (Sedes: Chiclayo y Chimbote).
- Departamento de Transmisión Centro (Sedes: Lima y Pisco).
- Departamento de Transmisión Este (Sedes: Huanuco y Huancayo).
- Departamento de Transmisión Sur (Sedes: Arequipa y Cusco).

Directorio

El directorio de REP está compuesto por directores titulares y directores alternos (todos de nacionalidad colombiana) elegidos por la Junta General de Accionistas, los cuales son elegidos por un periodo de 2 años pudiendo ser reelegidos indefinidamente, siendo a la fecha del presente informe, los directores titulares los siguientes:

Directores	Cargo
Alarcón Mantilla, Luis Fernando	Presidente del Directorio
de Greiff Lindo, Mónica	Vicepresidente del Directorio
Mejía Castro, Luis Ernesto	Director
Moreno Restrepo, Ernesto	Director
Nule Amín, Guido Alberto	Director
Cadavid Velásquez, Julián Darío	Director Alterno
Navarro Sánchez, Henry	Director Alterno
Pinzón Barragán, Jorge Armando	Director Alterno
Rodríguez Tovar, Brenda	Director Alterno
Villegas Mejía, Ana Mercedes	Director Alterno

Gerencia

Al 2 de enero del 2012 la plana gerencial de REP está compuesta de la siguiente manera:

Nombre	Cargo
Camargo Suan Luis, Alejandro	Gerente General
Restrepo Hernandez, Cristian	Gte de Finanzas
Muñante Aquije, Alberto Nicolas	Gte Operaciones y Mantenimiento
Villacorta Saroli, Maria Del Pilar	Gerente de Adm.
Acosta Suarez, Jose Miguel	Contralor
Echeverría Restrepo, Jorge	Gte de Proyectos
Lazo Velarde, Luis Miguel	Gte de Negocios
Lindley Olazo, Karen Lourdes	Repres. Bursatil

Accionariado

La composición accionaria de la Empresa es como sigue:

Accionistas	%
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	40.00%
Interconexión Eléctrica S.A. EPS	30.00%
Tanselca S.A. E.S.P.	30.00%
Total	100.00%

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA): Es la mayor empresa de transmisión de energía de la República de Colombia y es la matriz del grupo empresarial colombiano constituido por ISA y TRANSELCA, en Colombia; en Perú con ISA Perú, Red de Energía del Perú –REP– y Consorcio Transmantaró –CTM–; en Bolivia con ISA Bolivia; y en Brasil con las subsidiarias Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista –CTEEP– (adquirida a través de su vehículo de inversión ISA Capital do Brasil), Interligação Elétrica Pinheiros, Interligação Elétrica Serra do Japi e Interligação Elétrica de Minas Gerais –IEMG–.

CTEEP, con otros socios regionales, tiene en Brasil inversiones en las empresas Interligação Elétrica Norte o Nordeste –IENNE–, Interligação Elétrica Sul –IESUL– e Interligação Elétrica do Madeira –IEMadeira–.

Adicionalmente, ISA posee una participación accionaria de 11.11% en la Empresa Propietaria de la Red –EPR–, que construye el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central –SIEPAC–, y comparte con la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. –ETESA– (Panamá), la propiedad sobre Interconexión Eléctrica Colombia–Panamá –ICP–.

En el sector Telecomunicaciones, TRANSNEXA, su empresa filial en Ecuador, e INTERNEXA tanto en Colombia, Chile, Venezuela y Perú. Adicionalmente, ISA posee una participación accionaria de 11.11% en REDCA, la empresa encargada de administrar los activos de fibra óptica del Proyecto SIEPAC.

En el sector de infraestructura vial, ISA participa de dos mega proyectos en Colombia (Proy. Autopistas de la Montaña), y en Chile con INTERVIAL Chile,

Adicionalmente, en el negocio de Sistemas en tiempo real, ISA participa por medio de su filial XM y Derivex.

Por último, en el negocio de Proyectos de Infraestructura, ISA ofrece a terceros y a sus empresas filiales y subsidiarias soluciones integrales para el desarrollo de proyectos de líneas y subestaciones de transmisión de energía y el montaje de cables de fibra óptica, a la medida de sus necesidades. Este negocio se desarrolla en Colombia a través de ISA, y en Perú mediante la compañía Proyectos de Infraestructura del Perú –PDI–.

Transelca S.A. E.S.P. (Transelca): Es una empresa constituida en la República de Colombia y se dedica a: (i) la prestación de servicios de transmisión de energía a voltajes iguales o superiores a 220 kV; (ii) la conexión de empresas de distribución, de generación y usuarios no regulados; (iii) el planeamiento y coordinación de la operación de los recursos del sistema de transmisión nacional en Colombia; y (iv) la prestación de servicios de telecomunicaciones.

ISA tiene el 99.99% de participación accionaria en Transelca, la que a su vez tiene una participación accionaria de 30% en REP y de 54.86% en ISA Perú.

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB): Es una Empresa de Servicios Públicos de la República de Colombia. Por la composición y el origen de su capital, EEB es una sociedad constituida con aportes estatales y privados, en la cual los entes del Estado deberán mantener por lo menos el 51% del capital social. Actualmente, su principal accionista es la Ciudad de Bogotá D.C. con el 81.5% del capital de la sociedad.

EEB posee una participación accionaria de 1.7% en el capital social de ISA y a su vez cuenta con una participación accionaria de 40% en REP.

A la fecha es el Grupo Empresarial energético con inversiones en el sector eléctrico (G, T, D y C), y gas natural (T, D y C) con su área de influencia en el mercado más importante del país y visión de crecimiento en el mercado nacional y latinoamericano.

Al tercer trimestre del 2011 EEB consolidaba activos por US\$ 6010 millones y patrimonio por US\$ 3,903 millones, constituyéndose como uno de los grupos empresariales más importantes del sector energético en Colombia.

Adquisición de Transmantaró

En el transcurso del año 2006, tanto ISA como EEB adquirieron, en distintas operaciones, la totalidad de las acciones de Consorcio Transmantaró S.A. (CTM), que se encontraba controlada por la canadiense Hydro-Quebec. La primera recibió el 60% del accionariado por un monto de US\$ 71 millones, mientras que la segunda pagó US\$ 47 millones por el 40%.

Bajo ese contexto, en diciembre del 2006, REP suscribió un contrato para la prestación de servicios de administración, operación y mantenimiento con CTM, la cual opera la red de transmisión entre la hidroeléctrica del Mantaró

(Huancavelica) y Socabaya (Arequipa), uniendo los sistemas transmisión centro norte y sur. CTM posee 1,221.74 km. de circuitos de 220kV y además cuenta con tres subestaciones: Campo Armiño, Socabaya, Cotaruse.

Proyectos

Los proyectos comprometidos (Compromiso de Inversión) en el Contrato de Concesión son:

- Diseño, suministro de bienes, servicios y construcción de la línea Zorritos-Zarumilla, con sus correspondientes subestaciones eléctricas.
- Cambio de conductores en la línea Lima-Chimbote.
- Suministro e instalación de sistema de compensación reactiva 30 MVAR en el ex Sistema Interconectado del Sur.

REP ha cumplido dentro de la fecha establecida en el Contrato de Concesión con todos sus compromisos de inversión. A lo largo del 2011 se han concluido los siguientes proyectos:

- Ampliación N° 5: Extensión de la Capacidad de Transformación de las Subestaciones Quencoro, Azángaro, Trujillo Norte, Piura Oeste, Tingo María, Independencia y la instalación del equipamiento para la conexión de Bellavista – Tocache en las subestaciones Tingo María, Aucayacu y Tocache. El proyecto se encuentra concluido y operando desde el 9 de Enero del 2011. La inversión ascendió a US\$ 42.1 millones.
- Ampliación N° 6: Implementación del segundo circuito de la línea de transmisión de 180 MVA, la cual debía ser puesta en operación dentro de un plazo no mayor de 20 meses contados a partir de noviembre 2009. El proyecto se encuentra concluido desde el 31 de Agosto del 2011 y operando desde el 18 de Agosto del 2011. El presupuesto del proyecto fue de US\$ 21.3 millones.

Actualmente, REP mantiene los siguientes proyectos en cartera, los que mantienen un avance según cronograma:

- Ampliación 7: Adecuación integral de las Subestaciones Santa Rosa, Chavarría, Ventanilla, Zapallal y San Juan. La ampliación deberá ser puesta en operación dentro de un plazo no mayor de 20 meses contados a partir de mayo 2010, límite contractual 26 de febrero del 2012. El presupuesto del proyecto es de US\$ 22.7 millones.
- Ampliación N° 8: Ampliación de la capacidad de transmisión de la línea de transmisión en 220 kv Independencia – Ica – Marcona. La ampliación deberá ser puesta en operación dentro de un plazo no mayor de 16 meses contados a partir de mayo 2010, contractualmente no más tarde del 27 de Noviembre del 2011. El presupuesto del proyecto es de US\$ 3.1 millones y a la fecha del presente informe se encuentra concluido en un 93%.
- Ampliación 9: Segundo circuito línea de transmisión 220 kv Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte y ampliación de las subestaciones Huacho, Chicalyo Oeste y Guadalupe. La ampliación debe ser puesta en operación dentro de un plazo no mayor de 21 meses contados a partir de diciembre 2010. La etapa I debe concluir antes del 12 de marzo del 2012 y la

etapa II debe concluir antes del 20 de setiembre del 2012. El proyecto presenta actualmente un avance del 42%. El presupuesto del proyecto es de US\$ 29.6 millones.

Adicionalmente, se vienen desarrollando los siguientes proyectos:

- Ampliación 10: Implementación reactor y resistencia de neutro ATR SE Chilca y Segunda Etapa Ampliación SE Independencia 60 Kv. Con una duración de acuerdo a: (i) Hito 1: 14 meses; Ampliación SE Independencia, (ii) Hito 2: 16 meses; Resistencia Neutro ATR SE Chilca, y (iii) Hito 3: 21 meses; Reactor Serie SE Chilca. Su fecha de culminación contractual es: (i) Hito 1: 15 Agosto 2012, (ii) Hito 2: 15 Octubre 2012, y (iii) Hito 3: 15 Marzo 2013. El porcentaje de avance es de: 13.23%
- Ampliación 11: Cambio de configuración SE Pomacocha y Tintaya, repotenciación LT Pachachaca – Pomacocha. Con una duración de acuerdo a: (i) Hito 1: 8 meses; LT Pachachaca – Pomacocha, y (ii) Hito 2: 19 meses; SE Pomacocha y Tintaya. Su fecha de culminación contractual es: (i) Hito 1: 15 de Febrero 2012, y (ii) Hito 2: 15 de Enero 2013. El porcentaje de avance es del 17.6%

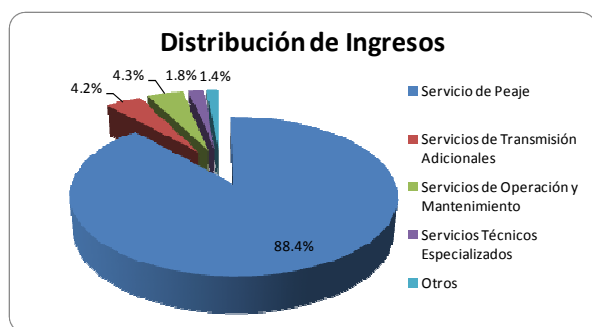
ANÁLISIS FINANCIERO

Según el contrato de concesión, quedó fijado inicialmente que REP recibiría el equivalente en nuevos soles de US\$58.6 millones de RAG, monto que no incluye IGV. Así desde el inicio de sus operaciones se logró que la recaudación de los ingresos a cuenta de la RAG alcance los niveles esperados. De tal manera, la maximización de los resultados de REP dependerá de la optimización de costos así como de la capacidad para generar recursos a través de sus actividades complementarias.

Las estimaciones efectuadas por REP se encuentran sustentadas en el comportamiento histórico de los activos dados en Concesión, reflejando que los flujos operativos a ser generados en los próximos años permitirían cubrir adecuadamente sus gastos financieros así como las amortizaciones trimestrales respectivas. Debe tenerse en cuenta que los activos otorgados en Concesión han probado a lo largo de sus años de existencia su capacidad de producción y utilidad dentro del SEIN.

Rentabilidad

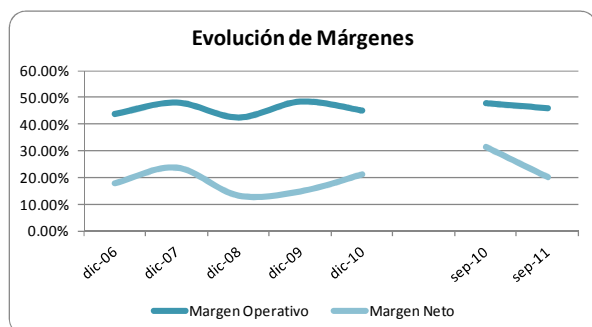
Al 30 de setiembre del 2011 REP presenta un incremento de 6.1% en sus ingresos producto principalmente a la entrada en operación de las ampliaciones realizadas en las líneas 5 y 6, y a las variaciones en el índice *Finished Good less Foods and Energy (WPSSOP3500)*. Asimismo presenta un incremento de los servicios de transmisión adicionales. Es así que a setiembre de 2011 los ingresos se distribuyeron de la siguiente manera:



Cabe indicar que Osinergmin (ente regulador) fijó para el período mayo 2011 – abril 2012 una RA de US\$ 85.1 millones, constituido por: RAG de US\$ 68.1 millones, RAA de US\$ 23.2 millones, y una liquidación anual negativa de US\$ 6.3 millones producto de que el total percibido durante el período anterior (mayo 2010 – abril 2011) fue mayor a la RA fijada para dicho período.

Los gastos operativos a setiembre 2011 presentan en su conjunto un incremento de 9.1% respecto al mismo período del 2010. Este incremento es debido principalmente a los gastos del sistema de transmisión, ya que los gastos administrativos se han mantenido relativamente constantes (+0.4%). Se ha observado un mayor gasto de sistema de transmisión debido principalmente a la reclasificación de la cuenta participación de los trabajadores (NIC 19). Otros factores que incrementaron estos gastos son: (i) el aumento de la depreciación del período producto del aumento de activos fijos y (ii) el aumento de la amortización de intangibles.

A setiembre 2011 los gastos relacionados al sistema de transmisión presentan un crecimiento de 11.3% producto del aumento de la amortización, la cual aumenta debido a la adición de nuevos contratos de ampliación (números 5, 6 y 8) firmados con el estado peruano; este aumento ha sido de US\$ 2.6 millones. Cabe resaltar que de acuerdo a lo conversado en Comités anteriores y el actual, se ha optado por no incluir la provisión para mantenimientos y reemplazos dentro de estos gastos ya que la adición de esta cuenta de acuerdo a lo estipulado en la NIC 37 (firmada después de la creación de ambos programas de bonos) perjudican considerablemente a la empresa en los resguardos financieros acordados. La evolución histórica de los márgenes operativo y neto se aprecia en el siguiente gráfico:



Es preciso indicar que la provisión para mantenimiento y reemplazo representa el valor presente de los costos de

mantenimiento y reemplazo significativos en que se espera incurrir entre los años 2011 y 2032, y corresponden a costos necesarios para mantener la infraestructura de las líneas de transmisión en las condiciones de operatividad requeridas por el Estado peruano, y que fueron estimadas por la gerencia de transmisión.

La generación de la empresa durante el 2011 medida a través del EBITDA (utilidad operativa + depreciación + amortización + participación de los trabajadores) presentó una mejora de 5.7% producto de la mejora de los ingresos brutos, ofreciéndole una cobertura de 8.37 veces a los gastos financieros tal y como se aprecia en el siguiente cuadro:

	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	sep-11
EBITDA*	47,429	47,990	58,259	57,704	60,363
Gasto Financiero*	9,121	8,534	9,880	8,724	7,215
Deuda Finan. / EBITDA*	3.67	3.54	2.93	2.62	3.24
EBITDA* / Gasto Finan.*	5.20	5.62	5.90	6.61	8.37

* Anualizado

De esta manera, la generación de REP resulta suficiente para cancelar los gastos financieros, los intereses por pagar y la parte corriente de la deuda a largo plazo, dado que la cobertura anualizada a los mismos es de 1.40 veces a setiembre 2011 (1.85% a setiembre 2010 y 1.90% a diciembre 2010). Esta cobertura ha disminuido debido a las emisiones de bonos que se han hecho a lo largo del año. Del mismo modo, de mantener el nivel de generación mostrado a setiembre 2011 (anualizado), la empresa podría cancelar la totalidad de su deuda financiera en un período aproximado de 3.24 años. Cabe indicar que éste último indicador también ha aumentado a este período producto de la mayor deuda financiera por las dos emisiones por un total de US\$ 58 millones realizadas en enero de 2011.

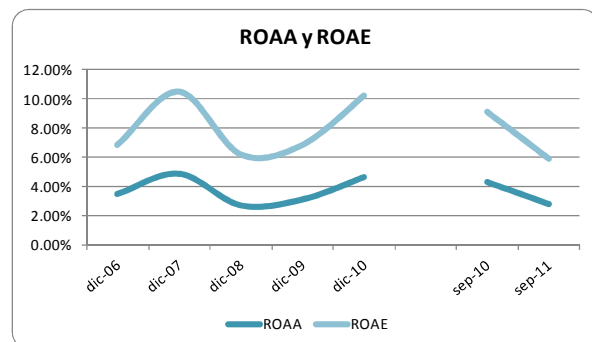
Los gastos financieros a setiembre del 2011 presentan una disminución de 15.3% respecto al 2010 producto de los menores intereses sobre préstamos bancarios, bonos y préstamos subordinados, reflejados principalmente en la negociación de tasas variables en lugar de fijas, lo que se observa como un beneficio para la empresa dados los reducidos niveles actuales de la tasa Libor.

Por su parte los ingresos financieros registrados durante el ejercicio 2011 presentaron una disminución significativa de 66% respecto al año 2010, producto de la disminución de los intereses cobrados a relacionadas para equilibrar los porcentajes que les cobra el mercado y una corrección en la contabilidad para adecuarse a lo estipulado en la NIC 39, referida a la contabilidad al valor razonable de los activos y pasivos financieros con efecto en los resultados del período.

Finalmente, REP termina el año 2010 con una utilidad neta 32.2% inferior a la presentada a setiembre 2010. Esto es producto de la provisión anticipada de los gastos de mantenimiento de las líneas de transmisión, la que, a diferencia de ejercicios anteriores, se ha devengado desde comienzos de año (anteriormente se incluía cuando finalizaba el año fiscal, pero la empresa ha optado por incluir este nuevo método, aceptado contablemente, para reflejar

de una manera más acertada los estados financieros no auditados trimestrales) y el incremento de los gastos financieros netos. Con todo lo mencionado anteriormente, la empresa obtiene los siguientes ratios de rentabilidad:

	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	sep-11
ROAA	4.84%	2.67%	3.06%	4.61%	2.75%
ROAE	10.48%	6.22%	6.86%	10.22%	5.92%
Margen Operativo	48.19%	42.69%	48.55%	45.24%	46.12%
Margen Neto	23.64%	13.34%	14.88%	21.15%	20.11%



Como se puede observar en el gráfico anterior, la reducción de la rentabilidad sobre el activo promedio (ROAA) y sobre el patrimonio promedio (ROAE) se da a partir del año 2008 como consecuencia de la nueva provisión para mantenimiento y reemplazo realizada. No obstante durante los años 2009 y 2010 se observa una recuperación de dichos indicadores. La caída de los indicadores a setiembre 2011 se explica en el párrafo anterior.

Solvencia y Endeudamiento

Debido a que la empresa opera en el sector energía es normal observar una estructura financiera de largo plazo, donde al 30 de setiembre de 2011 el patrimonio es la principal fuente de fondeo, ya que financia el 45.5% de sus activos (46.9% a diciembre 2010), seguido por el pasivo no corriente que financia el 43.6% (42.7% a diciembre 2010).

El patrimonio presenta al cierre de setiembre 2011 un incremento de 10.3% respecto al 2010, producto de las utilidades generadas en los últimos nueve meses y un aumento de las utilidades retenidas producto de un cambio de las políticas contables para seguir los lineamientos de las NIC 19. Resulta importante indicar que desde el año 2007 a Setiembre 2011 REP no ha repartido dividendos con la intención de lograr cumplir con el resguardo financiero del 2do programa de bonos corporativos. No obstante lo señalado anteriormente, el patrimonio disminuyó su protagonismo en la estructura de financiamiento de REP debido principalmente al aumento de deuda de largo plazo, terminando con los siguientes ratios al cierre de los periodos analizados:

	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	sep-11
Endeudamiento Patrimonial (veces)	1.34	1.32	1.31	1.13	1.20
Endeudamiento del Activo (veces)	57.2%	57.0%	56.7%	53.1%	54.5%
Pasivo corriente/Pasivo Total	0.13	0.21	0.17	0.20	0.20

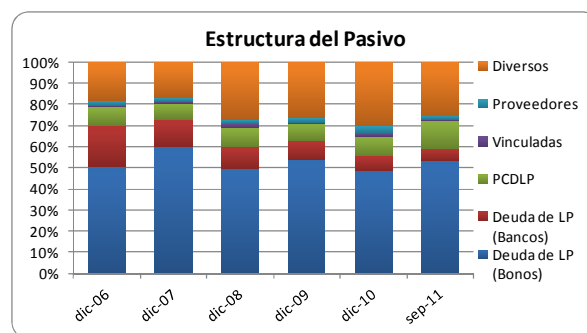
A setiembre 2011 el pasivo presenta un incremento de 16.1% debido principalmente a la décimo séptima emisión serie A de bonos corporativos por US\$ 20 millones, a la

vigésima emisión serie A de bonos corporativos por US\$ 38 millones -ambas realizadas en enero 2011 con vencimiento en enero 2018 y 2026 respectivamente- y un aumento de otras cuentas por pagar (donde se incluye el gasto por provisiones que ha aumentado en US\$ 4.8MM en el pasivo corriente y no corriente). Es importante mencionar que de esta manera la empresa, a setiembre 2011, financia el 35.7% de sus activos mediante la emisión de bonos.

Cabe recordar que los bonos corporativos, así como los acreedores bajo el contrato de cobertura de tasa, se encuentran garantizados con una primera y preferente hipoteca sobre derecho de concesión del sistema de transmisión y activos concesionados, así como una prenda sobre acciones de propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., Transelca S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Asimismo, cuentan con un Contrato de Fideicomiso de Flujos, siendo el Banco Internacional del Perú S.A. -Interbank- el actual Fiduciario. Mediante dicho contrato los flujos depositados por los clientes de REP en las cuentas recolectoras serán transferidos a la cuenta del fideicomitente al siguiente día hábil. En caso se haya producido algún evento de incumplimiento, el fiduciario retendrá el 25% de los flujos depositados en las cuentas recolectoras hasta que se subsane dicho evento, y si además la empresa no cumple con alguna obligación garantizada, el fideicomisario retendrá el 100% de los flujos depositados en estas cuentas.

La deuda bancaria corresponde a un préstamo con el Banco de Crédito del Perú cuyo monto original fue US\$ 34 millones y fue utilizado para pagar el préstamo sindicado por US\$33.7 millones contraído en marzo de 2006. La deuda bancaria que se mantiene a la fecha asciende al monto de US\$17.85 MM y financia el 7.96% del activo total de REP.

En el siguiente gráfico se puede observar históricamente la composición del financiamiento de pasivos de REP:



Liquidez y Calidad de Activos

Al cierre del tercer trimestre del 2011, REP presenta un incremento de 14% en sus activos, sustentado en un aumento de las cuentas por cobrar a afiliadas (principalmente un préstamo de US\$34 MM a Consorcio Transmantara), un mayor saldo en caja y el aumento de intangibles (aumento de casi US\$13 MM), los cuales presentaron un crecimiento de 3.5% respecto al año 2010, producto de las ampliaciones realizadas durante el año (proyecto de ampliación No. 5, 6, 7 y 8). Cabe señalar que dicha cuen-

ta se refiere en su gran mayoría al pago realizado al Estado Peruano por la Concesión del Sistema de Transmisión Eléctrica recibida.

Es así que a setiembre 2011 la estructura del activo de REP descansa en un 85.2% en el largo plazo (94.1% en diciembre 2010). Asimismo, el activo corriente presenta un aumento de 183.5% en el 2011 producto del mayor saldo en caja (+ US\$5.8 MM) y aumento de la cuenta por cobrar a vinculadas (+ US\$39.7 MM), de tal manera los indicadores de liquidez se vieron modificados durante el año en curso, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	sep-11
Liquidez General (veces)	1.18	0.83	1.10	0.57	1.36
Liquidez Acida (veces)	0.94	0.73	0.94	0.40	1.20
Cap. de Trabajo (US\$ millones)	5,019	-8,094	3,946	-19,707	19,338

A setiembre 2011 los indicadores de liquidez presentan una notoria recuperación producto de los mayores saldos en caja por las emisiones de bonos realizadas, y por el incremento de de las cuentas por cobrar a vinculadas, que corresponden a un préstamo otorgado a Consorcio Transmantaró dentro de una línea aprobada por US\$ 34 millones.

Cabe recordar que en el último trimestre de 2009 REP efectuó préstamos a la empresa vinculada Consorcio Transmantaró por un total de US\$ 40 millones, reduciendo el nivel de caja que tenía al cierre de setiembre de ese año (US\$57.1 millones) y por lo tanto afectando a los indicadores de liquidez. De dichos préstamos US\$10 millones eran de vencimiento corriente, el cual se terminó de cancelar en enero de 2011, y US\$30 millones fueron de largo plazo, por tratarse de dos préstamos subordinados a un plazo de 7.5 años, y serán cancelados en un solo pago al final del plazo. Asimismo, los intereses generados por dichos préstamos están registrados como cuentas por cobrar y son calculados a valor de mercado.

PRIMER PROGRAMA DE BONOS RED DE ENERGIA DEL PERU

El programa tiene por denominación: “Primer Programa de Bonos Red de Energía del Perú”, siendo las entidades estructuradoras el Banco Continental y Banco de Crédito del Perú y las entidades colocadoras Credibolsa S.A. S.A.B. y Continental Bolsa S.A. S.A.B. El programa asciende hasta un importe total de US\$100 millones o su equivalente en nuevos soles por un plazo de 2 años y fue aprobado por CONASEV el 14 de junio de 2003. Los bonos serán emitidos en dólares o en nuevos soles.

Garantías

Los Bonos emitidos bajo el Programa estarán garantizados con (i) la Prenda sobre acciones, (ii) la Hipoteca sobre la Concesión, (iii) la Hipoteca sobre las Concesiones Eléctricas, (iv) el Fideicomiso de flujos, y (v) otras garantías que se constituyan a favor de todos los Acreedores Preferentes. Para ello el Representante General de los Obligacionistas, en representación de todos los futuros titulares de Bonos, suscribió la Escritura Pública de Ad-

hesión de Acreedor Preferente al Contrato Marco de Garantías.

El Contrato Marco de Garantías especifica que las obligaciones que contraiga REP ante los Acreedores Preferentes (acreedores bajo cualquier “deuda garantizada”), serán en el caso de ejecución de las garantías *pari passu* teniendo el mismo rango y preferencia de pago, sin existir privilegio o prelación alguna por razón de la antigüedad fecha de constitución, fecha de emisión, fecha de colocación, fecha de pago (de intereses o capital), monto de principal o intereses y en general por cualquier otro concepto estando respaldadas por las garantías en igualdad de condiciones.

Teniendo en cuenta que las Garantías benefician de manera conjunta a todos los Acreedores Preferentes y, por lo tanto, sus decisiones se adoptan de manera conjunta, la ejecución de las Garantías se somete a los mecanismos y requisitos previstos en el Contrato Marco de Garantías, que implica el consentimiento de los Acreedores Preferentes.

Amortización del Principal: Los Bonos podrán ser redimidos en un único pago (amortización “Bullet”) o mediante amortizaciones en distintos períodos, conforme a lo que se establezca en el respectivo Contrato Complementario o Prospecto Complementario.

Opción de Rescate: El Emisor podrá rescatar totalmente o parcialmente cada una de las emisiones de los bonos a partir del 4to año de vigencia de cada serie, luego de producida la décimo segunda fecha de vencimiento.

Pago de Intereses: El pago de los intereses o el rendimiento que generen los bonos de cada emisión o serie, será efectuado conforme a lo que se estipule en el respectivo Contrato Complementario o en los demás documentos relacionados con tal emisión o serie.

Principales Obligaciones

Entre las principales obligaciones se encuentran:

- Mantener un índice de endeudamiento menor a 1.2 veces;
- Mantener un patrimonio mínimo de US\$ 90 millones;
- Mantener un índice de cobertura de servicio de deuda mayor a 1.3 veces;
- Mantener un índice de cobertura de intereses mayor a 3.5 veces.

Primera Emisión

Importe de la Emisión: Hasta US\$50 millones.

Monto Colocado: US\$30 millones (Serie A).

Fecha de Emisión: 14 de julio de 2003.

Plazo: 10 años.

Tasa de Interés: 5.75% nominal anual.

Segunda Emisión

Importe de la Emisión: Hasta el equivalente en soles de US\$20 millones, de acuerdo con el concepto de Valor Adquisitivo Constante (VAC).

Monto Colocado: S/.69.54 millones (Serie Única).

Fecha de Emisión: 10 de noviembre de 2003.

Plazo: 10 años.

Tasa de Interés: 5.125% nominal anual.

Tercera Emisión

Importe de la Emisión: Hasta US\$50 millones.

Montos Colocados: US\$14.2 millones (Serie A) y US\$5.8 millones (Serie B).

Fechas de Emisión: 19 de julio de 2004 y 20 de agosto de 2004, respectivamente.

Plazo: 12 años, pagaderos en 48 cupones trimestrales, con amortizaciones del principal a partir del noveno trimestre.

Tasas de Interés: 7.75% nominal anual (Serie A) y 7.625% nominal anual (Serie B).

Quinta Emisión

Importe de la Emisión: Hasta US\$30 millones.

Monto Colocado: US\$30 millones (Serie A).

Fecha de Emisión: 10 de noviembre de 2003.

Plazo: 10 años, pagaderos en 40 cupones trimestrales, con amortizaciones del principal a partir del primer trimestre.

Tasa de Interés: LIBOR (90 días) + 2.5625% nominal anual.

Cabe indicar que la Cuarta Emisión del Primer Programa de Bonos REP fue deslistada del Registro Público del Mercado de Valores.

En marzo 2006, la asamblea de Bonistas autorizó a la Empresa flexibilizar ciertos indicadores sujeto el pago de una comisión de 0.15% del saldo de la deuda en caso que utilice tal autorización. Los indicadores permitidos son los siguientes:

- Mantener un índice de endeudamiento menor a 1.5 veces;
- Mantener un índice de cobertura de intereses mayor a 2.8 veces para el periodo 2006 – 2008 y mayor a 3 veces para el 2009.

El pago de la comisión se realizará en caso que los indicadores sean incumplidos dentro del rango establecido y serán calculados sobre el periodo anual incumplido, con los estados financieros auditados de cada cierre de ejercicio.

En cumplimiento de los indicadores exigidos por los acreedores financieros, sobre la base de las autorizaciones obtenidas en la Asamblea General de Obligacionistas del Primer Programa de Bonos de Red de Energía del Perú celebrada el 24 de noviembre del 2010, se aprobó la modificación del numeral 6.1 de la cláusula sexta del Contrato Marco del Primer Programa de Emisión de Bonos Corporativos, para ampliar el plazo de aplicación de las reglas a las obligaciones financieras señaladas en los literales a) y d) del mencionado numeral hasta el año 2016.

De esta forma se obtuvo un “waiver” por el periodo 2010 – 2016, sujeto al pago de un “waiver fee” de 0.15% del saldo de la deuda. Este “waiver fee” aplica al cierre de cada año, en caso haya sido utilizado y no aplicando para los periodos intermedios (trimestres).

Comisión por incumplimiento (Waiver fee)

Debido a que a diciembre 2007, 2008 y 2009, el ratio de endeudamiento fue superior al 1.20 veces acordado en los obligaciones financieras del Primer Programa de Bonos Red de Energía del Perú, se procedió al pago de la comisión de 0.15% del saldo de la deuda. Para ello, el cálculo del pago se realizó al 31 de diciembre de cada año, siendo los montos otorgados S/.90,312 y US\$ 92,455 correspondiente al ejercicio 2007, S/.82,955 y US\$ 80,645 al 2008, y S/. 69,703 y US\$ 68,836 al 2009.

SEGUNDO PROGRAMA DE BONOS RED DE ENERGIA DEL PERU

El programa tiene por denominación: “Segundo Programa de Bonos Red de Energía del Perú”, siendo la entidad estructuradora el Banco de Crédito del Perú y la entidad colocadora Credibolsa S.A. S.A.B. El programa asciende hasta un importe total de US\$150 millones o su equivalente en nuevos soles por un plazo de 2 años y fue aprobado por CONASEV el 24 de enero de 2007 y renovado el 24 de enero de 2009. Los bonos serán emitidos en dólares o en nuevos soles. La amortización del capital tiene la misma característica que el primer programa.

Garantías

Los Bonos a ser emitidos bajo el Programa estarán garantizados con las mismas garantías atribuidas al primer programa

Opción de Rescate: El emisor podrá rescatar total o parcialmente una o más series de los bonos, a partir del inicio del quinto año de vigencia de cada serie (es decir, a partir de la décimo séptima fecha de vencimiento), con sujeción a una serie de características.

Fecha de Redención y Fecha de Vencimiento: La fecha de redención es aquella en la que vence el plazo de la respectiva emisión o serie. Las fechas de vencimiento son aquellas en las que se pagará el cupón de los bonos, y de ser el caso, la amortización del principal de los bonos.

Emisiones y Series: Se podrá emitir una o más emisiones y una o más series hasta US\$150 millones cada una. En su conjunto, el valor total de las series no podrá ser mayor a dicho importe

Pago de Interés: El pago de los intereses se efectuará cada trimestre vencido, contado a partir de la fecha del primer vencimiento (luego de la fecha de emisión), hasta la respectiva fecha de redención.

Principales obligaciones del Emisor

Entre las principales obligaciones se encuentran:

- Mantener un Índice de Endeudamiento menor a 1.5 veces;
- Mantener en todo momento un Índice de Cobertura de Servicio de Deuda mayor a 1.3 veces; y,
- Mantener un Índice de Cobertura de Intereses mayor a 2.8 veces hasta el 2008 y de 3.0 veces a partir del 2009.

Emisiones Vigentes:

Tercera Emisión

Por un importe de hasta US\$150 millones. El 16 de febrero de 2007 se realizó la emisión de la serie A por un monto de US\$ 8.5 millones. El 11 de octubre de 2007 se realizó la emisión de la serie B por un monto de US\$ 30 millones.

Moneda: Dólares.

Tasa de Interés: 5.875% nominal anual (Serie A) y 6.1875% nominal anual (Serie B).

Plazo: 12 años.

Amortización del Principal: La amortización del principal será efectuada en 44 pagos trimestrales iguales, a ser efectuados por el emisor a partir del vencimiento del quinto trimestre del plazo de vigencia de los bonos.

Cuarta Emisión

Por un importe de hasta US\$150 millones. El 16 de febrero de 2007 se realizó la emisión de la serie A por un monto de US\$ 21.5 millones.

Moneda: Dólares.

Tasa de Interés: Libor 90 días + 0.75% anual.

Plazo: 12 años.

Amortización del Principal: La amortización del principal será efectuada en 44 pagos trimestrales iguales, a ser efectuados por el emisor a partir del vencimiento del quinto trimestre del plazo de vigencia de los bonos.

Décimo-primer Emisión

Por un importe de hasta US\$150 millones. El 14 de mayo de 2009 se realizó la emisión de la serie A por un monto de US\$ 12 millones.

Moneda: Dólares.

Tipo de Tasa de Interés: 4.5% nominal anual.

Plazo: Los Bonos se emitirán por un plazo de tres años contados a partir de la fecha de emisión de cada serie.

Amortización del Principal: La amortización del principal será efectuada al vencimiento (tipo bullet) mientras que los intereses se generarán a partir de la fecha de emisión y se pagarán en forma trimestral.

Décimo-quinta Emisión

Por un importe de hasta US\$150 millones. El 14 de mayo de 2009 se realizó la emisión de la serie A por un monto de US\$ 20 millones.

Moneda: Dólares.

Tipo de Tasa de Interés: 6.5% nominal anual.

Plazo: Los Bonos se emitirán por un plazo de siete años contados a partir de la fecha de emisión de cada serie.

Amortización del Principal: La amortización del principal será efectuada al vencimiento (tipo bullet) mientras que los intereses se generarán a partir de la fecha de emisión y se pagarán en forma trimestral.

Décimo-séptima Emisión

Por un importe máximo de US\$58 millones. El 19 de enero de 2011 se realizó la emisión por un monto de US\$ 20 millones.

Moneda: Dólares.

Tasa de Interés: 5.75%

Plazo: 7 años

Amortización del Principal: La amortización del principal será efectuada al vencimiento (tipo bullet) mientras que los intereses se generarán a partir de la fecha de emisión y se pagarán en forma trimestral.

Vigésima Emisión

Por un importe máximo de US\$58 millones. El 19 de enero de 2011 se realizó la emisión por un monto de US\$ 38 millones.

Moneda: Dólares.

Tasa de Interés: 6.5%

Plazo: 15 años.

Amortización del Principal: La amortización del principal será efectuada al vencimiento (tipo bullet) mientras que los intereses se generarán a partir de la fecha de emisión y se pagarán en forma trimestral.

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. - R.E.P. -

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. - R.E.P. -

Balance General

(En Miles de Dólares)

ACTIVO	dic-07		dic-08		dic-09		dic-10		sep-11	
Activo Corriente										
Caja Bancos	18,224	4.9%	6,742	1.7%	16,831	4.0%	3,564	0.8%	9,345	1.9%
Cuentas por Cobrar Comerciales	6,890	1.8%	6,978	1.8%	9,283	2.2%	9,045	2.1%	9,286	1.9%
Otras Cuentas por Cobrar	2,793	0.7%	22,336	5.6%	12,082	2.8%	7,834	1.8%	49,297	10.0%
Suministros y Repuestos	3,957	1.1%	3,877	1.0%	4,640	1.1%	4,152	1.0%	3,994	0.8%
Gastos pagados por anticipado	313	0.1%	33	0.0%	1,204	0.3%	1,097	0.3%	919	0.2%
Total Activo Corriente	32,177	8.6%	39,966	10.1%	44,040	10.4%	25,692	5.9%	72,841	14.8%
Activo No Corriente										
Cuentas por cobrar de Largo Plazo a afiliadas	-	-	-	-	30,000	7.1%	30,000	6.9%	30,000	6.1%
Intangibles	333,600	89.0%	342,627	86.4%	336,216	79.3%	363,598	83.8%	376,477	76.4%
Inmuebles maquinarias y equipo, neto	8,955	2.4%	13,771	3.5%	13,802	3.3%	14,421	3.3%	13,226	2.7%
Activo No Corriente	342,555	91.4%	356,398	89.9%	380,018	89.6%	408,019	94.1%	419,703	85.2%
TOTAL ACTIVO	374,732	100%	396,364	100%	424,058	100%	433,711	100%	492,544	100%

PASIVO	dic-07		dic-08		dic-09		dic-10		sep-11	
Pasivo Corriente										
Préstamos bancarios	-	-	12,000	3.0%	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales	5,909	1.6%	5,233	1.3%	6,459	1.5%	9,982	2.3%	4,752	1.0%
CxP Vinculadas	1,010	0.3%	3,884	1.0%	1,292	0.3%	1,924	0.4%	1,335	0.3%
Impuestos y contribuciones sociales	463	0.1%	803	0.2%	3,351	0.8%	1,798	0.4%	1,249	0.3%
Remuneraciones y participaciones	1,237	0.3%	1,046	0.3%	757	0.2%	2,557	0.6%	2,314	0.5%
Cuentas por pagar diversas	804	0.2%	4,101	1.0%	7,342	1.7%	6,284	1.4%	6,080	1.2%
Parte corriente de deuda a largo plazo	16,120	4.3%	19,621	5.0%	19,592	4.6%	21,714	5.0%	36,049	7.3%
Intereses	1,615	0.4%	1,372	0.3%	1,301	0.3%	1,140	0.3%	1,724	0.4%
Total Pasivo Corriente	27,158	7.2%	48,060	12.1%	40,094	9.5%	45,399	10.5%	53,503	10.9%
Pasivo No Corriente										
Cuentas por pagar a vinculadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deuda de LP (Bonos)	129,019	34.4%	113,149	28.5%	130,272	30.7%	112,321	25.9%	143,523	29.1%
Deuda de LP (Bancos)	27,512	7.3%	23,505	5.9%	19,810	4.7%	16,218	3.7%	14,450	2.9%
Otros Pasivos de LP	156	0.0%	7,637	1.9%	15,948	3.8%	19,361	4.5%	24,233	4.9%
Impuestos, participaciones diferidas y diversas	30,597	8.2%	33,437	8.4%	34,371	8.1%	37,083	8.6%	32,625	6.6%
Instrumentos Financieros Derivados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo No Corriente	187,284	50.0%	177,728	44.8%	200,401	47.3%	184,983	42.7%	214,831	43.6%
TOTAL PASIVO	214,442	57.2%	225,788	57.0%	240,495	56.7%	230,382	53.1%	268,334	54.5%
PATRIMONIO										
Capital social	121,254	32.4%	121,254	30.6%	121,254	28.6%	121,254	28.0%	121,254	24.6%
Efecto de valorización de Derivados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	4,737	1.3%	4,737	1.2%	4,737	1.1%	4,737	1.1%	4,737	1.0%
Resultados del Ejercicio	16,717	4.5%	10,284	2.6%	12,988	3.1%	19,767	4.6%	14,832	3.0%
Resultados acumulados	17,583	4.7%	34,300	8.7%	44,584	10.5%	57,571	13.3%	83,387	16.9%
TOTAL PATRIMONIO	160,291	42.8%	170,575	43.0%	183,563	43.3%	203,329	46.9%	224,210	45.5%
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	374,733	100%	396,363	100%	424,058	100%	433,711	100%	492,544	100%

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. - R.E.P. -

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. - R.E.P. -

Estado de Ganancias y Pérdidas

(En Miles de Dólares)

	dic-07		dic-08		dic-09		dic-10		sep-11	
Ingresos Brutos										
Por Servicios de Transmisión Eléctrica	63,621	89.9%	67,600	87.6%	77,382	88.7%	81,658	87.4%	65,223	88.4%
Otros Ingresos Operacionales	7,113	10.1%	9,527	12.4%	9,897	11.3%	11,788	12.6%	8,533	11.6%
TOTAL INGRESOS BRUTOS	70,734	100%	77,127	100%	87,279	100%	93,446	100%	73,756	100%
Gasto Generales y de Administración	(7,798)	(11.0%)	(10,110)	(13.1%)	(8,532)	(9.8%)	(10,649)	(11.4%)	(7,629)	(10.3%)
Gasto de sistema de Transmisión	(28,852)	(40.8%)	(34,094)	(44.2%)	(36,375)	(41.7%)	(40,525)	(43.4%)	(32,111)	(43.5%)
UTILIDAD (PERDIDA) DE OPERACIONES	34,084	48.2%	32,923	42.7%	42,372	48.5%	42,272	45.2%	34,016	46.1%
OTROS INGRESOS Y EGRESOS										
Ingresos (gastos) financieros netos	(8,136)	(11.5%)	(6,568)	(8.5%)	(8,441)	(9.7%)	(5,816)	(6.2%)	(5,523)	(7.5%)
Diferencia de Cambio Neto	(1,880)	(2.7%)	(1,264)	(1.6%)	(126)	(0.1%)	(545)	(0.6%)	(584)	(0.8%)
Provisión para mantenimiento y reemplazo	-	-	(10,344)	(13.4%)	(15,395)	(17.6%)	(8,524)	(9.1%)	(8,213)	(11.1%)
Ingresos / Egresos Diversos	557	0.8%	228	0.3%	734	0.8%	1,406	1.5%	1,012	1.4%
Ingresos Extraordinarios (Neto)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad antes del Impuesto a la renta	24,625	34.8%	14,975	19.4%	19,144	21.9%	28,793	30.8%	20,708	28.1%
Participación de los Trabajadores	(1,298)	(1.8%)	(765)	(1.0%)	(1,004)	(1.2%)	(1,472)	(1.6%)	-	-
Impuesto a la Renta	(6,609)	(9.3%)	(3,925)	(5.1%)	(5,152)	(5.9%)	(7,554)	(8.1%)	(5,876)	(8.0%)
Utilidad Neta	16,718	23.6%	10,285	13.3%	12,988	14.9%	19,767	21.2%	14,832	20.1%

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. - R.E.P. -

Principales Indicadores

(En Miles de Dólares)

	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	sep-11
Liquidez general (veces)	1.18	0.83	1.10	0.57	1.36
Liquidez ácida (veces)	0.94	0.73	0.94	0.40	1.20
Capital de Trabajo	5,019	-8,094	3,946	-19,707	19,338
ROAA *	4.84%	2.67%	3.06%	4.61%	2.75%
ROAE*	10.48%	6.22%	6.86%	10.22%	5.92%
Utilidad Neta / Ingresos	23.6%	13.3%	14.9%	21.2%	20.1%
Utilidad Operativa / Ingresos	48.2%	42.7%	48.5%	45.2%	46.1%
Endeudamiento patrimonial (veces)	1.34	1.32	1.31	1.13	1.20
Endeudamiento del activo (veces)	0.57	0.57	0.57	0.53	0.54
Pasivo Corriente/Total Pasivo	12.66%	21.29%	16.67%	19.71%	19.94%
Gasto Financiero neto/Total Pasivo	3.79%	2.91%	3.51%	2.52%	2.06%
Rotación de cobranzas	35 días	33 días	38 días	35 días	34 días
Rotación de inventario	49 días	41 días	46 días	37 días	34 días
Rotación de cuentas por pagar	75 días	55 días	65 días	88 días	40 días
EBITDA * / Gastos Financieros *	5.20	5.62	5.90	6.61	8.37
EBITDA * / (PCDLP + G. Financieros* - Int. Por Pagar)	1.88	1.20	1.98	1.90	1.40
Deuda Financiera Total / EBITDA *	3.67	3.54	2.93	2.62	3.24
EBITDA / Ingresos	67.05%	62.22%	66.75%	61.75%	66.98%

* Anualizado