

## Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.

Informe de Clasificación

Contacto:

Jeanisse Olazábal

[jolazabal@equilibrium.com.pe](mailto:jolazabal@equilibrium.com.pe)

Danitza Mesinas

[dmesinas@equilibrium.com.pe](mailto:dmesinas@equilibrium.com.pe)

511- 221-3676



# ENERSUR S.A.

Lima, Perú

19 de enero de 2012

Clasificación	Categoría	Definición de Categoría
Primer Programa de Papeles Comerciales de EnerSur	EQL 1+.pe	Grado más alto de calidad. Existe certeza de pago de intereses y capital dentro de los términos y condiciones pactados.
Primer Programa de Bonos Corporativos EnerSur 1ra, 2da, 3ra, 4ta, 5ta, 6ta y 7ma Emisión	AAA.pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.
Acciones Comunes	1ª Clase.pe	El más alto nivel de solvencia y mayor estabilidad en los resultados económicos del emisor.

*"La clasificación que se otorga a los valores no implica recomendación para comprarlos, venderlos o mantenerlos".*

-----En Millones de Dólares-----					
	Set.11	Dic.10		Set.11	Dic.10
Activos:	790.8	659.0	Utilidad:	65.6	81.1
Pasivos:	480.6	408.1	ROAE*	30.6%	34.4%
Patrimonio:	310.2	250.9	ROAA*	11.9%	13.0%

**Historia:** Acciones Comunes → 1ª (asignada el 22.12.03). 1er. Programa Bonos Corporativos 1ra emisión → AAA.pe (asignada el 20.11.07); 2da y 3ra emisión → AAA.pe (asignadas el 09.04.08); 4ta y 5ta emisión → AAA.pe (asignadas el 11.06.09); 6ta y 7ma emisión → AAA.pe (asignadas el 15.11.10). Instrumentos de Corto Plazo EnerSur S.A. → EQL1+.pe (asignada el 29.01.2010).

*Al efectuar la evaluación se han utilizado los estados financieros auditados de EnerSur S.A. al 31 de diciembre de 2007, 2008, 2009 y 2010 y no auditados al 30 de setiembre de 2010 y 2011. Adicionalmente se ha incluido información proporcionada por la compañía y Hechos de Importancia publicados a través de la Bolsa de Valores de Lima.*

**Fundamento:** Una vez realizado el análisis y la evaluación respectiva, el Comité de Clasificación de Equilibrium decidió mantener la categoría AAA.pe otorgada a las emisiones realizadas bajo el primer programa de Bonos Corporativos EnerSur S.A., la categoría EQL1+.pe al primer programa de papeles comerciales y mantener las acciones comunes de EnerSur en 1ª Clase.pe.

La decisión se sustenta en la capacidad de generación de la Empresa que ha permitido mantener holgados márgenes y adecuados niveles de cobertura de gastos financieros y servicio de deuda. Asimismo, la diversificación de sus fuentes de generación otorga una ventaja competitiva con respecto al sector, permitiéndole mitigar ciertos riesgos y así mantener estabilidad en sus niveles de generación.

La clasificación también incorpora la concentración que significa Southern Perú Cooper Corporation (SPCC) en su portafolio de clientes, tomando en consideración que a setiembre 2011 el 45.7% del total facturado por EnerSur corresponde a esta última empresa (43.3% a setiembre 2010). No obstante, es de mencionar que EnerSur continúa participando en licitaciones con empresas de distribución y celebrando nuevos contratos con clientes libres a fin de diversificar el portafolio de clientes.

EnerSur viene desarrollando varios proyectos que le permitirían incrementar su capacidad de generación y con ello sus ingresos, y mejorar su nivel de eficiencia. Para llevar a cabo dichos proyectos, EnerSur prevé invertir un aproximado de US\$800.0 millones. El plan

de inversiones incorpora dos operaciones de leasing por un total de US\$200.0 millones bajo la figura de *deuda subordinada temporal* con la posibilidad de convertirla en deuda "senior" cuando sea conveniente. Dichos arrendamientos aparte de la garantía del activo fijo -por la naturaleza del tipo de crédito- cuentan con garantía de pago de GDF Suez CC s.c.r.l. Éstos préstamos, al tener cláusulas de subordinación, no se incluyen como parte del cálculo del ratio de endeudamiento del resguardo asociado a las deudas financieras de EnerSur (Deuda Financiera / EBITDA debe ser menor a 2.0 veces). Sin embargo, Equilibrium considera que esta nueva deuda incrementaría la exposición al riesgo de la Empresa, dado que elevaría los niveles de apalancamiento que ostenta a la fecha del presente análisis. Adicionalmente habría que tener en cuenta que los activos financiados bajo la modalidad de arrendamientos financieros, son propiedad de las entidades financieras hasta la culminación de su pago, por lo que si bien contablemente se reflejan en los estados financieros de la Compañía, no le pertenecen.

Asimismo, la mayor deuda financiera no tendrá como contraparte una generación económica ni financiera (EBITDA) hasta que los proyectos entren en operación. En este sentido, podría existir presión sobre el ratio que relaciona la deuda financiera total con el EBITDA. Al respecto, EnerSur ha señalado que seguirá tomando las acciones necesarias para mantener una adecuada estructura financiera y mantenerse dentro de

los ratios de endeudamiento y cobertura, en línea con las clasificaciones asignadas.

En relación a los proyectos, en el mes de junio de 2010 EnerSur celebró un contrato de construcción llave en mano con la Empresa Posco Engineering & Construction Co. Ltda. para la conversión de la central Térmica de ChilcaUno a ciclo combinado. El proyecto consiste en instalar una turbina a vapor para cerrar el ciclo de sus tres turbinas a gas actuales, lo que incrementará la potencia en aproximadamente 270MW, permitiendo obtener una potencia instalada conjunta de 800MW. Se espera que el proyecto entre en operación comercial hacia el segundo trimestre de 2013.

Como parte de las inversiones antes mencionadas la Empresa también viene ejecutando un proyecto hidroeléctrico, para lo cual concretó la adquisición de la totalidad de las acciones de la empresa Quitaraca S.A. Esta compra atribuye a la Empresa la facultad de desarrollar dicho proyecto que comprende la construcción de una central hidroeléctrica en el departamento de Ancash con una capacidad de generación de 112MW. La obra se encuentra en etapa de construcción al haberse ya suscrito un contrato de construcción con la empresa JME S.A.C., habiéndose contratado la instalación de equipos electromecánicos con las empresas Rainpower Norway A.S., Rainpower Peru S.A.C. y S.T.E. Energy S.p.A. EnerSur de esta forma busca cumplir el compromiso de ingresar con dicha central a operación comercial en octubre del 2014.

Por otro lado, en mayo de 2011 EnerSur suscribió con el Ministerio de Energía y Minas, el Contrato de Concesión del Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo, el cual fue complementado con un Contrato de Garantía con el Estado Peruano. Dicho proyecto contempla la construcción y operación de una central termoeléctrica dual ubicada en Ilo-Moquegua, con una

capacidad aproximada de 510MW de los cuales 460MW forman parte del contrato de concesión que busca asegurar la disponibilidad de potencia y energía en el SEIN. El plazo de concesión del contrato de suministro de potencia es de 20 años y la inversión total estimada es de US\$200 millones a ser ejecutada en los próximos dos años.

Dado el agresivo plan de inversiones que tiene previsto la Empresa, en Junta General de Accionistas del mes de septiembre de 2010, EnerSur aprobó una nueva política de dividendos que entre otros aspectos estipula la repartición de la suma equivalente al treinta (30%) de las utilidades anuales disponibles, según éstas sean determinadas en cada ejercicio anual, a contar del ejercicio 2010, o un porcentaje mayor si así se estimara conveniente.

Cabe señalar que la política de dividendos vigente hasta el primer semestre de 2010 establecía que la distribución de dividendos podía realizarse hasta por el 90% de las utilidades anuales disponibles. Este cambio permitiría a la Empresa evitar comprometer sus ratios de solvencia, así como tener la liquidez suficiente para afrontar los compromisos financieros asumidos referidos a los proyectos en desarrollo.

Resulta relevante mencionar que a setiembre de 2011 EnerSur se mantiene como la tercera empresa en relevancia por sus niveles de despacho al Sistema Interconectado Nacional (SEIN), registrando una participación de 13.2%, siendo además la segunda en importancia de capitales privados siendo sólo superada por Edegel la cual participó en el sistema con el 23.2% sobre el total despachado al SEIN.

Finalmente, dado el importante crecimiento que EnerSur prevee concretar en los dos próximos años, Equilibrium considera fundamental que EnerSur continúe con el soporte de sus accionistas, de modo tal que la Empresa pueda mantener la adecuada estructura financiera que hoy exhibe.

#### **Fortalezas**

1. Adecuada diversificación de la matriz energética.
2. Solidez y solvencia de su principal accionista (IP - GDF SUEZ).
3. Profesionalismo y experiencia de la plana gerencial en el sector de energía.

#### **Debilidades**

1. Concentración de clientes.
2. Exposición cambiaria.

#### **Oportunidades**

1. Ampliación de la cartera de clientes.
2. Nuevas oportunidades de inversión, a través de nuevas concesiones y/o compras.

#### **Amenazas**

1. Cambios inesperados en la regulación que pudiesen afectar el desarrollo del sector.
2. Ingreso de nuevas empresas a la generación térmica a gas en el mediano plazo.
3. Limitada capacidad de transporte del ducto de Camisea.

## PERFIL DE LA COMPAÑÍA

Energía del Sur S.A. fue constituida el 20 de septiembre de 1996 con el nombre de Powerfin Perú S.A., cuyo objetivo era la generación y transmisión de energía eléctrica en sistemas secundarios, directamente o mediante cualquier otra forma de asociación empresarial. Con fecha 15 de agosto del 2007 la Junta de Accionistas acordó eliminar la denominación social abreviada y modificar la denominación social completa Energía del Sur S.A. por EnerSur S.A.

La empresa cuenta actualmente con cuatro centrales de generación eléctrica: Ilo1, Ilo21, Yuncán y ChilcaUno. Desde agosto de 2009 se incorporó a operación comercial la tercera Unidad de la Central Térmica de ChilcaUno, la cual ha permitido a EnerSur aumentar la potencia de generación en 199.8MW para dicha central, logrando una capacidad total de 1085.6MW.

### Composición Accionaria

Con fecha 24 de noviembre de 2005, Suez- Tractebel (accionista mayoritario de EnerSur) realizó una oferta pública de venta de acciones por el 17.22% de las acciones comunes que mantenía en el capital social de EnerSur. Estas fueron adquiridas en un inicio por las principales administradoras de fondos de pensiones y actualmente se negocian en la Bolsa de Valores de Lima.

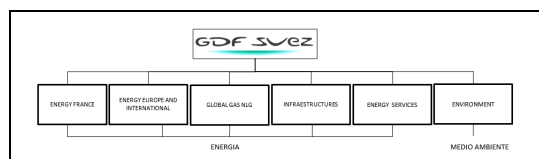
En el siguiente cuadro se muestra la estructura accionaria de EnerSur S.A. al 30 de setiembre de 2011:

Accionista	%
Suez - Tractebel S.A.	61.73%
IN - Fondo 2	5.71%
Rimac Internacional	5.08%
Otros	27.47%
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: EnerSur

### Grupo Económico

EnerSur forma parte del grupo GDF-SUEZ. Este grupo es un conglomerado de empresas cuya matriz es GDF SUEZ S.A., empresa transnacional que opera en toda la cadena de valor energética, incluyendo electricidad y gas natural, desde el *Upstream* hasta el *Downstream*. Las operaciones del Grupo en el Perú se relacionan con la división de Energy Europe and International (denominada "BEEI").



Fuente: EnerSur

La matriz del grupo económico GDF SUEZ S.A. es una sociedad que resultó de la fusión en el año 2008

de las empresas Gaz de France S.A. y SUEZ S.A. En tal sentido, el Estado Francés participa activamente del accionariado de GDF SUEZ S.A. con un total de 36% otorgándole derecho a voto más no control sobre la Empresa.

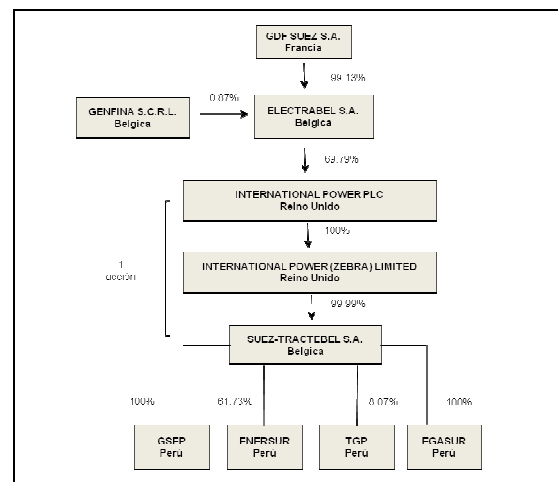
El 3 de febrero de 2011 entraron en vigencia los compromisos de GDF SUEZ S.A., Electrabel S.A. (una subsidiaria de titularidad total de GDF SUEZ S.A., constituida en Bélgica) y la empresa International Power Plc, empresa constituida y existente bajo las leyes del Reino Unido ("IP"), para llevar a cabo una fusión y otros acuerdos relacionados con la combinación de activos de BEEI (fuera de Europa) de GDF SUEZ, y de determinados activos localizados en el Reino Unido y Turquía; con los activos de IP.

El objetivo de la Combinación fue la creación de una nueva IP, más sólida, que lista en la Bolsa de Valores de Londres ("Nueva IP"). Producto de la combinación, GDF SUEZ asumió la titularidad de aproximadamente 70% de las acciones con derecho a voto de la Nueva IP.

Suez-Tractebel S.A. es una propiedad de GDF SUEZ quien mantiene el 100% de su accionariado. Además de EnerSur, GDF SUEZ S.A. participa en otras empresas constituidas en el Perú desarrollando actividades ligadas directamente al sector de energía.

El mismo 3 de marzo de 2011, la "Nueva IP" transfirió la titularidad del 100% (menos una) de las acciones representativas del capital social que mantenía en la empresa Suez-Tractebel S.A. (propietaria del 61.73% de las acciones de EnerSur) a favor de International Power (Zebra) Limited ("IP Zebra"), sociedad debidamente constituida y existente bajo las leyes del Reino Unido.

La conformación del grupo Económico y la posición de EnerSur dentro del mismo se detallan a continuación:



Fuente: EnerSur

Suez-Tractebel S.A. (de la cual GDF SUEZ es accionista mayoritario indirecto) es el principal accionista de EnerSur (ostenta la titularidad de acciones representati-

vas del 61.73% del capital social de EnerSur). Además de EnerSur, GDF SUEZ participa en la titularidad de otras empresas constituidas en el Perú que desarrollan actividades vinculadas al sector energía, sobre las cuales ejerce control efectivo: GDF SUEZ Energy Perú S.A. (“GSEP”) y Egasur S.A. (“Egasur”), esta última, empresa existente, pero que no participa de manera activa en el mercado energético peruano en la actualidad. Asimismo, GDF SUEZ, a través de Suez-Tractebel S.A. y de manera indirecta, es titular de acciones representativas del 8.06% del capital social de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (“TGP”)

## Directorio

El Directorio de EnerSur es elegido por un período de tres años y está constituido por siete miembros. En acuerdo de la Junta General de Accionistas del mes de Marzo de 2010, se aprobó la designación de los miembros del directorio para el periodo 2010-2013, sin embargo a petición de las AFP's, que forman parte del accionariado de EnerSur, se realizó el cambio de dos de los titulares. La estructura a la fecha del directorio se presenta a continuación:

Nombre	Director alterno
Jan Flachet (PRESIDENTE)	Dante Dell'Elce
André Canguçu	Alexandre Keisser
Fernando Zavala Lombardi	Raúl Ortiz de Zevallos Ferrand
Eric Kenis	Philippe Tordoir
Manlio Alessi	Axel Levêque
Patrick Obyn	Axel Van Hoof
Carlos Ruiz de Somocurcio	Federico Cúneo de la Piedra

Fuente: EnerSur

## Plana Gerencial

A la fecha del informe, la plana gerencial se encuentra conformada por los siguientes ejecutivos:

EJECUTIVO	CARGO
Sr. Alexandre Keisser	Gerente General
Sr. Philippe Tordoir	Gerente de Finanzas
Sr. Axel Leveque	Gerente de Planificación, Proyectos e Implementación
Sr. Rafael Flores	Gerente Comercial
Sr. Alejandro Prieto	Gerente de Asuntos Corporativos
Sr. Eduardo Milligan	Gerente de Organización y Capital Humano
Sr. Victor Tejada	Gerente de Operaciones
Sr. Carlos León	Gerente Legal

Fuente: EnerSur

## Contrato de Usufructo

Con fecha 16 de febrero de 2004 fue subastada la operación de la Central Hidroeléctrica de Yuncán a través de un Contrato de Usufructo de Activos, el cual permitía la explotación de dicha hidroeléctrica por un periodo de 30 años contados a partir del 7 de septiembre de 2005.

EnerSur se adjudicó la buena pro de dicho Contrato de Usufructo al ofrecer US\$4.6 millones más que el precio base. Así se tiene que el pago a ser efectuado por la Compañía totalizaba US\$205.0 millones, determinado de la siguiente manera: (i) US\$57.6 millones por derecho de contrato, (ii) US\$125 millones por

derecho de usufructo y (iii) US\$ 22 millones por aportes sociales en beneficio de la región Pasco (estos montos incluyen IGV). Los pagos por derecho de usufructo y aportes sociales a la región Pasco se realizarán durante los primeros 17 años de vigencia de la concesión.

Se culminó la construcción de la Central de Yuncán, quedando pendiente la entrega del Lote5 (línea de transmisión) gracias a la modificación del Contrato de Usufructo realizada el 22 de agosto de 2005, mediante el cual se otorgó a EnerSur el derecho de usufructo de la central excluyendo la línea de transmisión. Previamente, Egecen y Electroandes suscribieron un contrato que permitía a EnerSur utilizar el sistema de transmisión de Electroandes para despachar la totalidad de la producción de la central de Yuncán. El 7 de septiembre de 2005, la empresa tomó el control de la central y en marzo de 2006, la línea de transmisión entró en operación comercial.

## “Power Purchase Agreement” (PPA) con Southern Copper Corporation (SCC)

EnerSur y Southern Perú Copper Corporation, Sucursal del Perú (SPCC) firmaron en los años 1996 y 1997 dos contratos denominados “Power Purchase Agreement” y “Service Agreement”. En referencia a dichos contratos, EnerSur adquirió de SPCC una planta de generación de energía eléctrica y se comprometió a proveer de manera exclusiva el servicio de energía eléctrica a SPCC en cantidades necesarias y suficientes hasta el año 2017. De igual forma se preestablecieron las cantidades y bases para la determinación de los precios de potencia y energía a ser facturados mensualmente.

Resulta necesario precisar que el contrato suscrito con SPCC estipula que EnerSur le proveerá de energía manteniendo la modalidad de cliente libre, es decir, no sujeto a regulación de precios. No obstante durante el año 2003 se modificó un aspecto importante del contrato con SPCC, a través del cual esta última ya no obliga a EnerSur a construir la planta Ilo22. Como resultado de dicha modificación EnerSur puede suministrarle energía de cualquiera de sus plantas actuales.

El total de ingresos percibidos por concepto de venta de energía y potencia facturada a SPCC durante el año 2010 fue de US\$154.8 millones (US\$151.5 millones al cierre del ejercicio 2009), dicho monto representaba el 38.8% del total facturado por EnerSur durante el ejercicio 2010, (siendo está el 40.7% de la facturación durante el año 2009). Al fin del tercer trimestre del 2011, el total de ingresos percibidos por concepto de venta de energía y potencia facturada a SPCC totalizó US\$139.7 millones (US\$129.1 durante el mismo periodo del 2010), constituyendo el 45.7% de las ventas del trimestre mencionado (43.3% a setiembre 2010).

Cabe mencionar que EnerSur viene disminuyendo progresivamente la proporción facturada a SPCC, incorporando nuevos clientes a su portafolio, a fin de mitigar el riesgo de concentración. No obstante, esta

menor facturación también incorpora el efecto del menor precio de venta de energía a SPCC dada la modificación en el precio de dicho contrato en el año 2009.

## OPERACIONES

### Instalaciones

EnerSur inició sus operaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el año 1997 a través de la compra de la central termoeléctrica de Ilo1. Posteriormente, en el mes de setiembre de 2005 continuó con su proceso expansivo a través de la adjudicación del contrato de usufructo de la central hidroeléctrica de Yuncán. En el mes de diciembre de 2006 inició operación comercial la Central Termoeléctrica de ChilcaUno, la cual a la fecha del presente informe cuenta con tres turbinas operativas con una capacidad total de generación de aproximadamente 559.7MW. Hacia finales de mayo de 2010, EnerSur firmó un contrato llave en mano con la empresa Posco Engineering & Construction Co. Ltd. (POSCO) para la conversión de la Central Termoeléctrica de ChilcaUno a ciclo combinado. Este contrato entró en vigencia el 8 de junio de 2010.

**Central Termoeléctrica Ilo1:** Fue adquirida a la Empresa Southern Perú Copper Corporation en el año 1997 en el marco del contrato "Power Purchase Agreement". Cuenta con cuatro calderos de fuego directo que operan con petróleo residual y suministran vapor para cuatro turbinas, asimismo posee dos unidades turbogas y un generador Catkato que opera con Diesel2. La central posee una potencia nominal de 260.8MW.

Así mismo la planta de Ilo1 cuenta con dos plantas desalinizadoras que proveen de agua industrial y potable a la operación de la central y a SPCC, así como un patio de llaves que opera en 138 kV que exporta la energía a la subestación Moquegua y hacia las unidades operativas de SPCC.

**Central Termoeléctrica Ilo21:** Esta central es la única de generación eléctrica en base a carbón que existe en el país, sin embargo en caso de requerirlo podría modificarse y utilizar gas como fuente de generación. Su construcción se inició en el año 1998 pero no fue hasta el 24 de agosto del año 2000 que entró en operación comercial. Cuenta con una turbina a vapor con una potencia nominal de 135.0MW. Dispone de dos plantas desalinizadoras que proveen de agua industrial y potable a la operación de la central y una planta de tratamiento de aguas destinada a la reforestación de las áreas circundantes a la central. Adicionalmente cuenta con un muelle propio de 1,250 metros para la descarga de materia prima (carbón) y una cancha de almacenamiento con capacidad de almacenaje de 200 mil toneladas de la misma.

**Central Hidroeléctrica de Yuncán:** Esta central fue adjudicada a EnerSur con fecha 6 de febrero del 2004 a través de una licitación pública internacional bajo la

modalidad de "contrato de usufructo" por un plazo de 30 años. El costo total de de la concesión fue de US\$ 205 millones. La central de Yuncán inició sus operaciones comerciales en agosto de 2005.

La central hidroeléctrica cuenta con una potencia nominal de 130.1MW, consta de tres turbinas de eje vertical con cuatro inyectores, las cuales producen 43.4MW de potencia instalada cada una. Estas turbinas utilizan las aguas del río Huachón y del río Paucartambo.

Entre las principales estructuras que conforman la Central, están la bocatoma de Uchuhuerta ubicada en el río Huachón; la presa Huallamayo, ubicada en el río Paucartambo, la cual cuenta con una capacidad de almacenamiento nominal de 1,600.000m<sup>3</sup> de agua, túneles de conducción de agua con una longitud aproximada de 20 Km., chimenea de equilibrio de dos cámaras, casa de máquinas en caverna donde se ubican los tres grupos generadores, patio de llaves y una línea de transmisión eléctrica con 50km.de longitud en 220kV a través de la cual la central se conecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

**Central Termoeléctrica de ChilcaUno:** Esta central inició su construcción en setiembre del 2005 y entró en funcionamiento en diciembre del 2006. ChilcaUno fue la primera central construida desde la llegada del Gas de Camisea para utilizar gas natural como combustible. La central cuenta actualmente con tres turbinas con potencias nominales de 179.9MW, 179.9MW y 199.8MW totalizando una potencia nominal de 559.7MW, estas tres unidades operan a ciclo simple. ChilcaUno cuenta con una estación de filtración, regulación de presión y medición de flujo que acondiciona y prepara el gas natural de acuerdo a los requerimientos de combustión de las turbinas. En el mes de junio de 2010 se puso en marcha el proyecto ciclo combinado ChilcaUno.

Para poder conectarse con el SEIN y así entregar la energía generada, la central dispone de una subestación eléctrica de doble barra de 220kV y torres de transmisión donde se conectan las líneas provenientes de la subestación de Chilca operada por REP. Adicionalmente cuenta con una sala de control que centraliza el monitoreo y control de las tres unidades así como de su estación de regulación y medición de gas natural y de la subestación eléctrica.

Con fecha julio de 2010, EnerSur llegó a un acuerdo de transacción extrajudicial, transferencia de infraestructura, constitución de derechos de servidumbre de ocupación, paso y tránsito y desistimiento. Mediante este acuerdo, EnerSur acordó la transferencia a favor de Gas Natural de Lima y Callao S.A. las instalaciones de propiedad de EnerSur conformadas por el Ducto de uso propio, dichas instalaciones servirán para brindar el servicio de distribución de Gas para atender los requerimientos de la central de ChilcaUno. Adicionalmente, para efectos de esta transferencia, EnerSur firmó con la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. un contrato de distribución de gas natural.

En este contrato se establecen las características mediante las cuales esta empresa proveerá de Gas a EnerSur, el contrato antes señalado será aplicado desde el 01 de enero de 2014.

**Subestación Moquegua:** Esta subestación fue construida como parte de la política de expansión de EnerSur y con la finalidad de brindar mayor seguridad y calidad de servicio a sus clientes y al SEIN.

La subestación de Moquegua es hoy en día una de las más importantes del país, se encuentra localizada en la provincia de Mariscal Nieto al sur de la ciudad de Moquegua y cuenta con una sala de control, dos autotransformadores de 330 MVA a 138/220 kV, doble barra en 220kV y 138kV donde se conectan las líneas Socabaya-Moquegua, Ilo1-Moquegua e Ilo21-Moquegua.

**Líneas de Transmisión:** EnerSur cuenta con un total de 192km de líneas de transmisión en 138kV y 220kV repartidas en:

- Línea Ilo2-Moquegua de 72Km. de longitud y capacidad de 800MVA en 220kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca: Con una longitud de 31Km. y con una capacidad de 196MVA en 138kV.
- Línea Moquegua-Mill Site: Con una longitud de 39 Km. y una capacidad de 100 MVA en 138kV.
- Línea Santa Isabel-Carhuamayo Nueva (L-2266): simple terna con una longitud de 50Km. y una capacidad de 260 MVA en 220kV.

### Proyectos e Inversiones

**Proyecto Ciclo Combinado ChilcaUno:** Hacia finales de mayo de 2010, EnerSur firmó un contrato llave en mano con la empresa Posco Engineering & Construction Co. Ltd. (POSCO) para la conversión de la Central Termoeléctrica de ChilcaUno a ciclo combinado. Este contrato entró en vigencia el 8 de junio de 2010. El proyecto consiste en la instalación de una nueva turbina a vapor para cerrar el ciclo de sus tres turbinas a gas actuales, lo que incrementará la potencia en aproximadamente 270MW, permitiendo obtener una potencia instalada conjunta de 800MW. Se tiene previsto el inicio de operación comercial del proyecto para el segundo trimestre de 2013.

**Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo:** El 20 de enero de 2011, EnerSur suscribió con el Ministerio de Energía y Minas, el Contrato de Concesión del Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo (el “Proyecto”) así como un Contrato de Garantía con el Estado Peruano. El Proyecto contempla la construcción y operación de una central termoeléctrica dual ubicada en Ilo - Moquegua, con una capacidad aproximada de 510 MW, de los cuales 460MW son parte del contrato de concesión. El objeto del Proyecto es asegurar la disponibilidad de potencia y energía en el SEIN. El plazo de concesión de suministro de potencia es de 20 años, computado desde la puesta en

marcha comercial de la planta, y la inversión total estimada es de US\$200 millones.

El 6 de mayo de 2011, se iniciaron las actividades relacionadas con el Proyecto, mediante un contrato EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) para la entrega de las instalaciones de generación de energía, suscrito entre EnerSur y General Electric International, INC., Sucursal Perú; Santos CMI, INC; Santos CMI Perú S.A. y Santos CMI S.A.

Asimismo, con misma fecha, entraron en vigencia dos contratos de arrendamiento financiero para el financiamiento del Proyecto. Ambos contratos se pactaron por un monto de hasta US\$100 millones, con cuotas trimestrales a una tasa efectiva anual de 5.7% y por un plazo de 6 años. Las instituciones que suscribieron tales contratos con EnerSur fueron el Banco de Crédito del Perú y el BBVA Banco Continental, teniendo la condición de deuda subordinada temporal. Cabe resaltar que dichos contratos cuentan con garantía de pago de GDF Suez CC S.C.R.L.

**Proyecto Central Hidroeléctrica de Quitaraca – Ancash:** En el mes de marzo de 2009 EnerSur hizo pública la adquisición del 100% de las acciones de la empresa Quitaraca S.A. Mediante esta compra, EnerSur se hace titular de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación eléctrica en la futura Central Hidroeléctrica de Quitaraca I ubicada en el departamento de Ancash, la cual se estima tendrá una capacidad instalada de aproximadamente 112MW.

El precio pactado para la adquisición de dicha concesión ascendió a \$2.7 millones. Adicionalmente EnerSur ha cancelado deudas que mantenía esta empresa frente a empresas afiliadas por un total de US\$693.3 mil. Cabe mencionar que este proyecto pertenecía a la empresa Atacocha (empresa adquirida por la Empresa Milpo perteneciente al grupo Votorantim) la cual en línea con su nueva estrategia de reenfoque realizó una evaluación de los proyectos en cartera manteniendo sólo aquellos directamente relacionados con su *core* de negocio. A la fecha del presente informe, la Central Hidroeléctrica de Quitaraca I se encuentra en etapa de construcción y se espera que entre en operación en el año 2014.

### Estrategia de Negocios

La estrategia de la Compañía consiste en:

1. Optimizar la estructura de suministro eléctrico diversificando las fuentes de energía a través de la identificación y desarrollo de proyectos eléctricos de gas natural y de otras fuentes.
2. Equilibrar el portafolio de clientes ampliando la base de usuarios industriales y mineros.
3. Captar y retener clientes proyectando soluciones diferenciadas.
4. Implementar las mejores prácticas internacionales en los diferentes procesos de la empresa. Así en la actualidad EnerSur cuenta con una potencia nominal combinada de 1085.6 MW, los cua-

les obtiene de una matriz energética adecuadamente diversificada por tipo de fuente.

EnerSur mantiene entre clientes libres y regulados un portafolio geográficamente diversificado. A setiembre de 2011, la Empresa mantuvo contratos con clientes regulados hasta por 471.7 MW de potencia y clientes libres por 374 MW según el siguiente detalle:

Clientes Regulados		
CONTRATOS LICITACION (2008-2012)	Vencimiento	Potencia contratada
Edelnor S.A.A. (I Convocatoria - EDLN)	31/12/2011	65.04
Edelnor S.A.A. (II Convocatoria - EDLN)	31/12/2011	71.62
Electro Dunas S.A.A. (I Convocatoria - LDS)	31/12/2012	51.23
Edecafiere (I Convocatoria - LDS)	31/12/2012	9.90
Luz del Sur S.A.A. (I Convocatoria - LDS)	31/12/2012	273.92
<b>Total Regulados</b>		<b>471.71</b>

Clientes Libres		
CONTRATOS	Vencim.	Consumo MW
Southern Perú Cooper Corporation	17/04/2017	205.00
Quimpac S.A.	30/06/2020	56.00
PANASA	30/06/2020	12.00
Empresa Minera Los Quenuales	31/12/2012	21.50
Minera Bateas SAC	31/01/2017	4.00
Cia Minera San Juan (Perú) S.A.	31/01/2017	5.00
Compañía Minera Raura	30/04/2012	2.00
Compañía Universal Textil	31/03/2013	4.20
Alicorp S.A.A.	31/03/2013	14.10
Industrias del Espino	31/03/2013	1.90
Textil Piura S.A.	31/03/2013	9.00
Universidad de Lima	30/04/2013	3.00
Xstrata Tintaya S.A.	30/04/2018	31.00
Manufactura de Metales y Alumin. Record S.	30/06/2013	1.30
Minera Santa Luisa	31/05/2016	4.00
<b>Total Libres</b>		<b>374.00</b>
<b>Total Contratos (Regulados + Libres)</b>		<b>845.71</b>

Fuente: EnerSur

### Sistemas de Gestión

En el 2008 EnerSur definió un nuevo enfoque estratégico a fin de asegurar un desarrollo sostenible del negocio, para ello ajustó la misión, visión y valores de la empresa con la finalidad de alinearlos con la nueva estrategia planteada.

Durante el 2009 EnerSur inicio un trabajo de adecuación de sus procesos a la misión, visión y valores definidos durante el 2008. Como parte de este proceso, el área de Business Quality realizó el lanzamiento de un nuevo sistema de gestión denominado Sistema Integrado de Mejora de Procesos (SIMPLE), este último es resultado de la evolución del antiguo sistema de gestión integrado. Este nuevo sistema tiene como objetivo la simplificación y mejora continua de todos los procesos de la compañía asegurando así la creación de valor a largo plazo para los accionistas.

En línea con lo definido por este sistema, EnerSur cuenta con las certificaciones ISO: 9001:2000, ISO14001:2004 y OHSAS 18001:1999. Estas normas aseguran la implementación de procedimientos de mejora continua y máxima satisfacción del cliente, incrementando permanentemente el valor percibido por los mismos. Es en este ámbito que se incluyen las buenas prácticas en manejo medioambiental, lo que involucra el continuo compromiso por parte de la Empresa de asegurar una gestión adecuada de estos aspectos.

Adicionalmente, en cumplimiento de la normativa establecida por la casa matriz, EnerSur ha implementado desde el año 2007 el programa Income.

### Producción

La empresa se encuentra en la actualidad entre las principales generadoras de energía eléctrica del país, ubicándose como la segunda en importancia de capitales privados en el SEIN. A setiembre de 2011 mantuvo dicha posición, contribuyendo con un 13.2% del total de energía producida por el sector y solamente superada por Edegel (23.2%) y Electroperú (20.5%).

## ANÁLISIS FINANCIERO

### Rentabilidad

EnerSur termina el tercer trimestre del año 2011 con una utilidad neta acumulada de US\$ 65.6 millones, monto ligeramente superior (4%) al presentado a setiembre 2010, producto principalmente de la mejora en el margen bruto.

Los ingresos aumentaron en igual porcentaje que la utilidad neta (4%) debido principalmente a las mayores compensaciones derivadas del D.U. 049, las cuales totalizaron US\$ 20.3 millones (US\$ 1.4 millones a setiembre 2010), y compensaron la disminución de las ventas de energía (-4.5%) dado la menor producción de la misma (-4.2%). Cabe resaltar que el sector reportó un crecimiento de 8.8% de producción de energía a setiembre 2011.

Cabe recordar que la menor cantidad de contratos con clientes regulados que vencieron a finales del año 2010, influyeron en la caída en ventas durante los primeros meses del 2011. Recién a partir del segundo semestre del presente año, se muestra una recuperación en las ventas y producción de energía.

En contraparte, el costo de venta presentó una disminución de 4% debido principalmente a un menor costo del carbón dado las mejoras de costo por combustible, y al menor consumo de gas natural por los trabajos de mantenimiento en la central térmica de ChilcaUno.

Dicha situación aunada con el incremento de los ingresos, incidieron positivamente en la mejora del margen bruto, el cual pasó de 32.6% en setiembre 2010 a 37.6% a setiembre 2011.

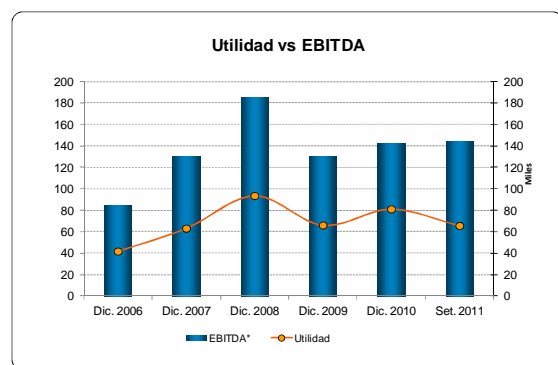
Los gastos administrativos absorbieron el 4% de los ingresos a setiembre 2011, terminando con una utilidad operativa de US\$ 102.5 millones, cifra 1% superior a la generada a setiembre 2010. Cabe señalar al respecto, que a setiembre 2010 la utilidad operativa incluye ingresos por US\$ 18.5 millones correspondiente principalmente a la suma de un reembolso por la compañía de seguro (por concepto del retraso en la entrega de los equipamientos para la implementación de la tercera unidad de ChilcaUno lo que ocasionó un retraso en la operación comercial de la misma en 2009), un acuerdo de transferencia de Calidda (en el marco de la resolución directoral N° 154-2006-EM-DGH), y una ganancia por venta de activo.

Los gastos financieros si bien a setiembre 2011 muestran una disminución de 11% respecto a setiembre 2010, al desagregarlo, se observa un incremento de 35% en los intereses por bonos. Cabe señalar que a setiembre 2010 dichos gastos incluían US\$ 1.4 millones por diferencia en cambio y US\$ 0.4 millones por impuesto a las transacciones financieras.

Es así que la generación de Enersur medido a través del EBITDA (utilidad operativa + depreciación + amortización) totalizó US\$ 144.1 millones aproximadamente a setiembre 2011, otorgándole una cobertura de 11.6 veces a los gastos financieros, tal y como se observa en el siguiente cuadro:

Indicadores	2008	2009	2010	Set 11
EBITDA* (millones US\$)	185.0	129.8	142.1	144.1
EBITDA / GF* (veces)	13.7	8.6	10.3	11.6

\*anualizado



Fuente: EnerSur/Elaboración: Equilibrium

De esta manera, la utilidad neta generada por la Empresa a setiembre 2011 le otorga una rentabilidad sobre sus activos promedios (ROAA) y patrimonio promedio (ROAE) de 11.85% y 30.64% respectivamente.

### Activos y Liquidez

Enersur posee una estructura financiera que descansa en el largo plazo, donde el pasivo no corriente financiera a setiembre de 2011 el 49% de los activos, de los cuales el 83% son de largo plazo.

Dicha estructura le permite mantener adecuados niveles de liquidez, tal y como se presenta en el siguiente cuadro:

Indicadores	2008	2009	2010	Set 11
Liquidez corriente	1.53	1.22	1.53	1.43
Liquidez ácida	1.01	0.85	1.10	0.98
Capital de trabajo (millones US\$)	46.2	22.9	43.3	39.8

A setiembre 2011 los activos totalizaron US\$790.8 millones, siendo la cuenta Inmueble, Maquinaria y Equipo la más representativa (72%) y que presentó un crecimiento de 28% respecto a diciembre de 2010

producto de los mayores trabajos en curso por las inversiones que viene realizando. Cabe resaltar que Enersur mantiene cerca del 28% del total de sus activos como garantía bajo los contratos de arrendamiento financiero.

Otra cuenta representativa en el activo, son los intangibles los cuales representan el 7% del activo total y se refieren principalmente a los desembolsos efectuados por "Derechos por Contrato" y el pago inicial del "Aporte Social" de la Central Hidroeléctrica Yuncán.

### Solvencia y Endeudamiento

A setiembre de 2011 el pasivo total de Enersur presentó un crecimiento de 17.8% totalizando US\$480.6 millones (US\$408.1 millones a diciembre de 2010) producto de la mayor deuda financiera tanto de corto como de largo plazo.

La deuda financiera de corto plazo se refiere principalmente a dos nuevos préstamos bancarios por un total de US\$ 30 millones cuyos vencimientos son en octubre 2011 y julio 2012.

La mayor deuda financiera de largo plazo responde a los nuevos contratos de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú - BCP (US\$ 112.7 millones de nuevos desembolsos) y el BBVA Banco Continental (US\$ 11.3 millones) para llevar a cabo la construcción y adquisición de maquinaria del ciclo combinado de la Central Térmica ChilcaUno, y la construcción de la reserva fría ubicada en Ilo21.

A continuación se detalla las características de los contratos de arrendamiento financiero:

1. Dos contratos de arrendamiento financiero celebrado entre la empresa y el BCP para el financiamiento de la construcción de la segunda etapa de la central termoeléctrica de ChilcaUno. El saldo vigente de dicha deuda al 30 de setiembre de 2011 fue de US\$94.7 millones (US\$56.7 millones a diciembre de 2010). Este contrato de arrendamiento financiero incluyó la construcción de edificios y obras civiles por un total de US\$9.4 millones con amortización trimestral a tasa LIBOR tres meses más 1.55% y con plazo de 5 años, y el segundo para la adquisición de maquinaria y equipo por US\$27.8 millones con amortizaciones trimestrales a LIBOR a tres meses más 1.175% con plazo a 2 años. Ambos contratos fueron firmados en el mes noviembre de 2006 y entraron en vigencia a partir del mes de noviembre de 2007.
2. Un contrato de arrendamiento financiero adicional con el Banco de Crédito del Perú, para el financiamiento de la maquinaria del ciclo combinado de las tres unidades operativas de la central de ChilcaUno. El monto de dicho contrato es de hasta US\$310 millones, habiendo pactado un período de disponibilidad de hasta 39 meses contado a partir del 8 de junio de 2010. Esta deuda será pagada en cuotas mensuales, la tasa de interés

de este arrendamiento financiero es de 6.67% (tasa efectiva anual). Al 30 de setiembre de 2011, el saldo pendiente de pago totalizaba US\$92.4 millones. La garantía asociada a este último financiamiento corresponde al derecho de superficie y derecho de acceso a favor del BCP sobre parte de la propiedad del inmueble sobre el cual se encuentran las instalaciones de la Central Termoelectrica.

3. Dos contratos de arrendamiento financiero con el BBVA – Banco Continental con la finalidad de financiar la construcción e instalación de la tercera unidad de ChilcaUno. Estos contratos incluyen la financiación de edificios y obras civiles hasta por US\$10.5 millones con amortizaciones trimestrales a tasa LIBOR a tres meses más 1.12% a un plazo de 5 años y el segundo para la adquisición de maquinaria y equipo hasta por un total de US\$55.4 millones con amortizaciones trimestrales a tasa LIBOR tres meses más 1.07% con plazo a 2 años. Estos contratos fueron suscritos con fecha 19 de diciembre de 2007 entró en vigencia desde la puesta en marcha de la tercera unidad la cual inició operación comercial en el mes de agosto de 2009. Al 30 de setiembre de 2011, el saldo pendiente registraba US\$13.2 millones.
4. Con fecha 29 de abril de 2011 Enersur firmó con el BCP y el BBVA Banco Continental, dos contratos de arrendamiento financiero por US\$ 100 millones cada uno para el financiamiento del Proyecto Reserva Fría Generación Planta Ilo, cuya amortización será trimestral e iniciará después de tres meses de la fecha de activación, con una tasa de interés anual de 5.7%. Cabe resaltar al respecto que dichos préstamos tienen la característica de ser “subordinados” temporalmente, con la posibilidad de convertirse en “senior” cuando la Empresa lo considere necesario, y cuentan con la garantía de pago de GDF Suez CC s.c.r.l.

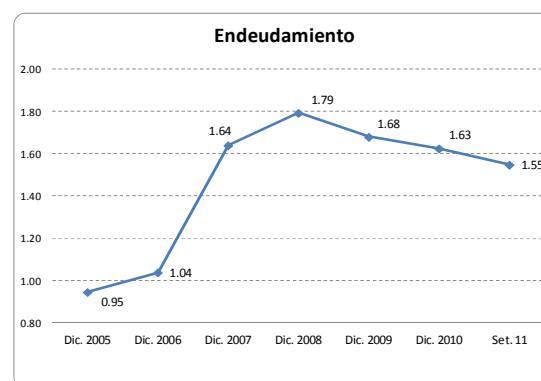
Otro componente importante de deuda corresponde a la emisión de bonos corporativos, los cuales presentan un saldo pendiente de pago de US\$ 166.5 millones a setiembre de 2011. Asimismo se encuentra la deuda sindicada con un grupo de bancos locales (BCP, Continental, Citibank y Scotiabank) cuyo saldo remanente se encuentra en US\$ 37.5 millones.

Respecto a la deuda sindicada es necesario precisar que en el 2008 Enersur suscribió una adenda al contrato inicial flexibilizando los resguardos y liberando una serie de garantías sobre activos y flujos, los cuales se detallan más adelante. La deuda antes descrita se encuentra pactada a una tasa Libor a tres meses más 2.9% con amortizaciones trimestrales de US\$2.5 millones hasta junio de 2015. Así mismo durante el primer trimestre del 2009, Enersur pactó un Swap de tasas de interés con la finalidad de cubrir el riesgo de tasa de interés para la deuda sindicada, en tal sentido logró fijar en 2.015% la tasa Libor para dicha deuda.

Los resguardos asociados al préstamo sindicado, a los contratos de arrendamiento financiero y a las emisiones de bonos corporativos son los que se detallan a continuación:

- Mantener un ratio de endeudamiento menor a 2.0 (deuda sindicada).
- Mantener un ratio de cobertura de deuda menor a 3.5 (todas las obligaciones).

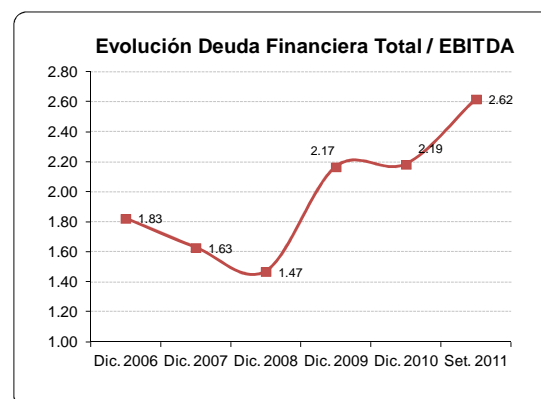
Por su parte, el patrimonio presenta a setiembre 2011 un crecimiento de 24% respecto a diciembre 2010 producto de la utilidad generada durante el presente ejercicio, lo que produjo una disminución en el ratio de apalancamiento a setiembre 2011, tal y como se muestra en el siguiente gráfico:



Fuente: Enersur/Elaboración: Equilibrium

Dado el incremento de la deuda para financiar los proyectos, Enersur seguirá tomando las acciones necesarias para mantener una adecuada estructura financiera y mantenerse dentro de los ratios de endeudamiento y cobertura, en línea con las clasificaciones asignadas.

Por otro lado, el ratio de cobertura de deuda, el cual se calcula como Deuda Financiera / EBITDA, se ubicaba a setiembre de 2011 en 2.62 veces, mientras que a diciembre 2010 se ubicó en 2.19 veces (1.67 veces a setiembre de 2010) tal y como se aprecia en el siguiente gráfico:



Fuente: Enersur/Elaboración: Equilibrium

Como se puede observar dicho indicador muestra una tendencia creciente, dado que la mayor deuda financiera no tendrá como contraparte una generación

económica ni financiera (EBITDA) hasta que los proyectos entren en operación. En este sentido, podría existir presión sobre el ratio que relaciona la deuda financiera total con el EBITDA, en caso no se tomen las acciones mencionadas anteriormente.

### **PRIMER PROGRAMA DE BONOS CORPORATIVOS ENERSUR S.A.**

La Junta General de Accionistas de fecha 15 de Agosto de 2007 aprobó el “Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A.” entrando en vigencia el 16 de noviembre del mismo año por un periodo de dos años que fue renovado el 16 de noviembre del 2009. Las características generales del programa son las siguientes:

Montó: US\$ 400 millones

Moneda de la emisión: Dólares o moneda nacional.

Emissiones y series: Una o más.

Tasa de Interés: La tasa de interés de cada una de las emisiones y/o series de los Bonos será determinada conforme al procedimiento de colocación que se establezca en el Contrato Complementario y en el Prospecto Complementario Correspondiente. Esta puede ser fija, variable, sujeta a algún índice de reajuste o cupón cero.

Destino de los recursos: Los recursos que se obtengan mediante la emisión de los bonos serán destinados según sea el caso a lo siguiente:

- Financiamiento de los objetivos de crecimiento del emisor, a una óptima estructuración de los pasivos del emisor, pudiendo a dicho efecto pagar la deuda subordinada.
- A una reestructuración de los pasivos del Emisor (lo cual incluye la amortización de la deuda a corto y largo plazo actual).
- A Capital de Trabajo
- A otros usos corporativos.
- A aquellos fines establecidos en los Prospectos Complementarios y Contratos Complementarios.

Garantías: Los bonos a ser emitidos bajo el Programa quedarán garantizados en forma genérica con el Patrimonio del Emisor.

Resguardos: Durante la vigencia de los Bonos, el Emisor en todo momento debe mantener un índice de Deuda Financiera sobre EBITDA no mayor a 3.5 veces.

A la fecha del informe se encontraban inscritas y vigentes las siguientes emisiones con las siguientes características:

#### **Primera Emisión**

**Montó emitido:** Hasta el equivalente en nuevos soles de US\$40 millones.

**Moneda:** Soles.

**Plazo:** Diez (10) años.

**Pago de Interés:** El pago de los intereses se efectuará cada semestre vencido, contado a partir de la

fecha del primer vencimiento (luego de la fecha de emisión), hasta la respectiva fecha de redención.

**Amortización del Principal:** El principal de los Bonos será pagado en su totalidad en la Fecha de Redención de la respectiva Serie de los Bonos.

El 29 de noviembre de 2007, EnerSur realizó la primera emisión de bonos corporativos en el marco del Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A. Dicha emisión fue realizada por un total de S/.120.7 millones (equivalente a US\$40 millones) a un plazo de diez años. Los recursos captados con esta emisión fueron destinados al prepago del préstamo de corto plazo pactado con el BCP, el cual a su vez fue utilizado para efectuar el prepago de la deuda que se mantenía con Hitachi. Esta emisión fue pactada a una tasa de interés anual fija en nuevos soles de 6.8125%. Cabe mencionar que para resguardar la emisión del riesgo de fluctuación de tipo de cambio, EnerSur pactó con el Citibank un *swap* de monedas y tasas.

#### **Segunda Emisión**

**Montó de la emisión:** Hasta por S/.90 millones.

**Moneda:** Soles

**Plazo:** Diez (10) años.

**Pago de Interés:** Los bonos devengarán intereses a una tasa nominal fija, los mismos que serán pagaderos al final de cada semestre.

**Amortización del Principal:** El principal de los bonos será pagado en su totalidad en la fecha de redención de la respectiva serie de los Bonos

#### **Tercera Emisión:**

**Montó de la emisión:** Hasta por US\$10 millones.

**Moneda:** Dólares

**Plazo:** Veinte (20) años.

**Pago de Interés:** Los bonos devengarán intereses a una tasa nominal fija, los mismos que serán pagaderos al final de cada semestre.

**Amortización del Principal:** El principal de los bonos será pagado en su totalidad en la fecha de redención de la respectiva serie de los bonos.

El 9 junio de 2008 se realizó la segunda y tercera emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos. La segunda emisión fue colocada por un total de S/.84.1 millones, por un plazo de diez años. A fin de acotar los riesgos por fluctuación de tipo de cambio de esta segunda emisión, EnerSur pactó con el Citibank un *swap* de monedas y tasas. Esta segunda emisión devenga un interés anual fijo en soles de 7.1875%. La tercera emisión fue colocada por un total de US\$10 millones por un plazo de 20 años, devengando un interés anual fijo de 6.3125%. Los recursos captados en ambas colocaciones fueron destinados a la sustitución de la deuda de corto plazo que mantenía EnerSur con el Scotiabank por US\$ 40 millones.

#### **Cuarta Emisión:**

**Montó de la emisión:** Hasta por US\$40 millones.

**Moneda:** Dólares.

**Plazo:** Siete (07) años.

**Pago de Interés:** Los bonos devengarán intereses a una tasa nominal fija, los mismos que serán pagaderos al final de cada semestre.

**Amortización del Principal:** El principal de los bonos será pagado en su totalidad en la fecha de redención de la respectiva serie de los bonos

#### **Quinta Emisión:**

**Monto de la emisión:** S/.75.6 millones.

**Moneda:** Soles.

**Plazo:** Cinco (05) años

**Pago de Interés:** Los bonos devengarán intereses a una tasa nominal fija, los mismos que serán pagaderos al final de cada semestre.

**Amortización del Principal:** El principal de los bonos será pagado en su totalidad en la fecha de redención de la respectiva serie de los bonos.

El 30 de junio de 2009 se colocó la cuarta y quinta emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos. La cuarta emisión fue colocada por un monto total de US\$15 millones, pactado a un plazo de siete años y a una tasa de 6.5% nominal anual. La quinta emisión fue por un total de S/.75.6 millones, colocada a un plazo de cinco años a una tasa de 6.875% nominal anual. Cabe precisar que con la finalidad de cubrir las fluctuaciones de tipo de cambio de la quinta emisión (en soles), la Empresa ha pactado un “swap” adicional de monedas y tasas de interés esta vez con el Banco Continental.

#### **Sexta Emisión:**

**Monto de la emisión:** Hasta por US\$25 millones.

**Moneda:** Dólares

**Plazo:** quince (15) años

**Pago de Interés:** Los bonos devengarán intereses a una tasa nominal fija, los mismos que serán pagaderos al final de cada semestre.

**Amortización del Principal:** El principal de los bonos será pagado en su totalidad en la fecha de redención de la respectiva serie de los bonos.

#### **Séptima Emisión:**

**Monto de la emisión:** Hasta por US\$20 millones.

**Moneda:** Soles

**Plazo:** diez (10) años

**Pago de Interés:** Los bonos devengarán intereses a una tasa nominal fija, los mismos que serán pagaderos al final de cada semestre.

**Amortización del Principal:** El principal de los bonos será pagado en su totalidad en la fecha de redención de la respectiva serie de los bonos.

El 3 de diciembre de 2010 se colocó la sexta y séptima emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos. La sexta emisión fue colocada por un monto total de US\$25 millones, pactado a un plazo de quince años y a una tasa de 6.5% nominal anual. La séptima emisión fue por un total de S/.42.4 millones, colocada a un plazo de diez años a una tasa de 7.5935% nominal anual. Para minimizar el riesgo de tipo de cambio de esta última emisión en soles, la Empresa ha pactado un “swap” adicional de monedas y tasas de interés vez con el Banco Continental fijando el tipo de cambio en

2.82 soles por dólar y reduciendo la tasa de interés del Bono a 5.9738%.

Por otro lado, cabe resaltar que si bien el programa establece la facultad de rescatar los bonos en forma anticipada, las emisiones vigentes han sido registradas sin poseer tal opción de rescate.

### **PRIMER PROGRAMA DE PAPELES COMERCIALES ENERSUR S.A.**

En Junta General de Accionistas de fecha 8 de septiembre de 2009 se aprobó el Primer Programa de Papeles Comerciales de ENERSUR S.A. hasta por un importe máximo de US\$50 millones, el cual fue inscrito el 11 de mayo de 2010 con las siguientes características:

**Monto de la emisión:** Hasta por US\$50 millones.

**Plazo:** Dos (02) años

**Moneda:** Dólares o soles

**Emisiones:** Una o más.

**Series:** Una o más.

**Garantías:** Los valores están respaldados con garantías genéricas sobre el patrimonio del emisor.

**Fecha de Emisión:** Por definir

**Resguardos:** Ratio de cobertura de deuda definido como Deuda Financiera/EBITDA no mayor a 3.5 veces.

El destino de los recursos producto de esta colocación será canalizado al financiamiento de necesidades de corto plazo, para pagar y/o prepagar sus pasivos, reestructurara y cambiar el perfil de las actuales deudas de la empresa así como para otros usos corporativos.

### **ACCIONES COMUNES**

El 05 de febrero de 2004 EnerSur colocó en el mercado de capitales, mediante Oferta Privada, acciones comunes por un monto total de US\$ 48 millones, las cuales fueron adquiridas por las Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones (AFP s). Así, Suez-Tractebel (Tractebel) -accionista mayoritario- redujo su participación de 99.99% a 78.94% y las Administradoras de Fondos de Pensiones adquirieron una participación conjunta de 21.06%. Al cierre del tercer trimestre del año 2011, la participación accionaria mantiene la siguiente estructura: Suez-Tractebel cuenta con 61.7% del accionariado, las Administradoras de Fondos de Pensiones mantienen un 24.1% (distribuidos entre los diferentes fondos que gestionan) Rímac Cía. de Seguros (5.1%) y otros accionistas, los cuales cuentan con una participación de 9.1%.

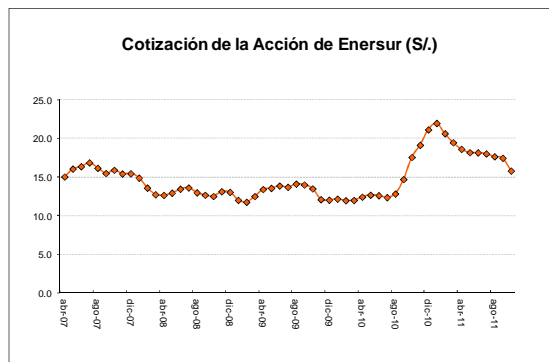
Previo a la emisión de acciones, Tractebel y las AFP firmaron un contrato de inversión y el pacto de accionistas, el cual consideraba como requisito para la adquisición de acciones por parte de las administradoras de fondo de pensiones -entre otras cosas- la adjudicación por parte de EnerSur del contrato de usufruc-

to de la central hidroeléctrica de Yuncán y el derecho, -mas no la obligación- por parte de EnerSur de listar sus acciones en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) y efectuar una oferta pública o privada en un plazo no mayor de doce (12) meses desde la fecha de entrega de la concesión.

De acuerdo a lo establecido en el pacto de accionistas, EnerSur decidió ejercer el derecho de listar sus acciones en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) y efectuar una Oferta Pública de acciones.

### Cotización de la Acción

Al 30 de setiembre de 2011 la acción de EnerSur ha registrado la siguiente evolución:



Fuente: BVL / Elaboración: Equilibrium

### Política de Dividendos

En Junta General de Accionistas (JGA) del 21 de septiembre de 2010 fue aprobada la nueva política de dividendos de EnerSur, esta estipula los siguiente: (i) la distribución de dividendos se efectuará de acuerdo

a la participación en el capital social de cada accionista, (ii) sólo se distribuirá el monto que quedare luego de efectuar las deducciones expresamente dispuestas por ley, (iii) Se repartirá la suma equivalente al treinta (30%) de las utilidades anuales disponibles, según estas sean determinadas en cada ejercicio anual, a contar del ejercicio 2010, o un porcentaje mayor si así se estimara conveniente. (iv) El Directorio de la Sociedad determinará las fechas en que se efectuará el pago de los dividendos acordados, según la disponibilidad de recursos. (v) El cumplimiento de la política de dividendos se encuentra condicionada a la utilidades que efectivamente se obtengan (vi) El Directorio de la Sociedad podrá acordar la distribución de dividendos a cuenta.

La política de dividendos vigente hasta el primer semestre de 2010 establecía que la distribución de dividendos podía realizarse hasta por el 90% de las utilidades anuales disponibles.

### Dividendos Distribuidos

Durante el ejercicio 2010 EnerSur realizó un pago de dividendos por US\$30.9 millones correspondiente al saldo de las utilidades del ejercicio 2009. El 9 de diciembre de 2010, el directorio acordó la distribución de dividendos a cuenta de las utilidades obtenidas por la Empresa durante el primer semestre del ejercicio 2010, por un monto equivalente de 30% de los mismos, es decir, una suma de US\$13.3 millones. El 15 de marzo de 2011, la JGA acordó cancelar el saldo de los dividendos correspondientes al ejercicio 2010, cuyo monto asciende en US\$11 millones y fue cancelado en 15 abril de 2011.

**ENERSUR S.A.**

**Balance General**

(Miles de Dólares)

ACTIVOS	Dic.07		Dic.08		Dic.09		Set.10		Dic.10		Set.11	
<b>Activo Corriente</b>												
Caja Bancos	44,829	9%	41,253	7%	24,527	4%	39,740	6%	49,621	8%	46,358	6%
Cuentas por Cobrar Comerciales	34,604	7%	46,437	8%	55,117	9%	33,150	5%	40,751	6%	39,751	5%
C x C Comerciales a Afiliadas	10	0%	33	0%	103	0%	10	0%	125	0%	65	0%
Otras Cuentas por Cobrar	979	0%	283	0%	8,052	1%	7,490	1%	399	0%	3,804	0%
Existencias	23,751	5%	39,027	7%	32,835	6%	26,866	4%	29,791	5%	34,829	4%
Gastos pagados por anticipado	4,998	1%	5,903	1%	6,201	1%	7,916	1%	5,082	1%	6,747	1%
Otros activos	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	206	0%
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>109,171</b>	<b>22%</b>	<b>132,936</b>	<b>23%</b>	<b>126,835</b>	<b>21%</b>	<b>115,172</b>	<b>18%</b>	<b>125,769</b>	<b>19%</b>	<b>131,760</b>	<b>17%</b>
Inversiones Financieras Permanentes	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Instrumentos financieros derivados	0	0%	0	0%	2,459	0%	0	0%	0	0%	3,818	0%
Inmueble maquinaria y equipo neto	329,695	66%	367,798	64%	375,793	63%	424,157	68%	444,503	67%	567,473	72%
Intangibles (neto)	50,820	10%	48,543	9%	51,153	9%	51,971	8%	46,531	7%	54,308	7%
Cuentas por cobrar largo plazo	227	0%	97	0%	0	0%	12,667	2%	0	0%	0	0%
Gastos pagados por anticipado LP	7,434	1%	11,202	2%	14,853	3%	19,362	3%	19,544	3%	23,875	3%
Anticipos Otorgados	4,285	1%	9,604	2%	20,486	3%	0	0%	15,417	2%	9,546	1%
Otros activos	230	0%	225	0%	355	0%	0	0%	7,241	1%	0	0%
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>501,862</b>	<b>100%</b>	<b>570,405</b>	<b>100%</b>	<b>591,934</b>	<b>100%</b>	<b>623,329</b>	<b>100%</b>	<b>659,005</b>	<b>100%</b>	<b>790,780</b>	<b>100%</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>												
<b>Pasivo Corriente</b>												
Sobregiros y Préstamos bancarios	40,000	8%	20,000	4%	30,000	5%	10,000	2%	0	0%	30,000	4%
Cuentas por pagar Comerciales	19,421	4%	20,117	4%	17,945	3%	18,791	3%	21,978	3%	19,798	3%
C x P Comerciales a Afiliadas	5	0%	0	0%	36	0%	4,610	1%	1,365	0%	77	0%
Impuesto a la renta y part de trabajadores corriente	12,767	32%	10,364	2%	2,287	0%	7,251	1%	8,254	1%	5,854	1%
Otras Cuentas por pagar:												
Tributos	4,066	1%	7,070	1%	8,091	1%	1,619	0%	4,028	1%	1,939	0%
Remuneraciones y participaciones	1,290	0%	816	0%	1,595	0%	1,754	0%	1,675	0%	6,014	1%
Diversas	1,103	0%	2,627	0%	1,343	0%	3,133	1%	2,509	0%	7,283	1%
Porción Cte. Deuda L.P.	25,769	5%	25,769	5%	42,604	7%	42,573	7%	42,631	6%	20,980	3%
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>104,421</b>	<b>21%</b>	<b>86,763</b>	<b>15%</b>	<b>103,901</b>	<b>18%</b>	<b>89,731</b>	<b>14%</b>	<b>82,440</b>	<b>13%</b>	<b>91,946</b>	<b>12%</b>
Deuda a largo plazo	145,645	29%	199,264	35%	208,745	35%	223,645	36%	263,525	40%	326,598	41%
Instrumentos financieros derivados	1,454	0%	27,230	5%	0	0%	0	0%	4,334	1%	0	0%
Otras Cuentas por pagar	0	0%	0	0%	0	0%	8,350	1%	0	0%	0	0%
Provisiones	1,425	0%	1,424	0%	3,075	1%	3,144	1%	561	0%	569	0%
Impuesto a la renta diferido	58,888	12%	51,560	9%	55,434	9%	61,695	10%	57,201	9%	61,495	8%
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>207,412</b>	<b>41%</b>	<b>279,478</b>	<b>49%</b>	<b>267,254</b>	<b>45%</b>	<b>296,834</b>	<b>48%</b>	<b>325,621</b>	<b>49%</b>	<b>388,662</b>	<b>49%</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>311,833</b>	<b>62%</b>	<b>366,241</b>	<b>64%</b>	<b>371,155</b>	<b>63%</b>	<b>386,565</b>	<b>62%</b>	<b>408,061</b>	<b>62%</b>	<b>480,608</b>	<b>61%</b>
Capital social	69,079	14%	69,079	12%	69,079	12%	69,079	11%	69,079	10%	69,079	9%
Capital adicional	35,922	7%	35,922	6%	35,922	6%	35,922	6%	35,922	5%	35,922	5%
Reservas Legal	13,816	3%	13,816	2%	13,816	2%	13,816	2%	13,816	2%	13,816	2%
Otras Reservas	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Resultados no realizados	-214	0%	-214	0%	482	0%	-214	0%	-6,254	-1%	0	0%
Pérdida no realizada por ints financieros	-1,521	0%	-14,837	-3%	0	0%	-9,069	1%	0	0%	0	0%
Resultado del ejercicio	63,093	13%	93,504	16%	66,014	11%	62,857	10%	81,055	12%	65,606	8%
Resultado Acumulados	9,854	2%	6,894	1%	35,466	6%	64,373	10%	57,326	9%	125,749	16%
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>190,029</b>	<b>38%</b>	<b>204,164</b>	<b>36%</b>	<b>220,779</b>	<b>37%</b>	<b>236,764</b>	<b>38%</b>	<b>250,944</b>	<b>38%</b>	<b>310,172</b>	<b>39%</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>501,862</b>	<b>100%</b>	<b>570,405</b>	<b>100%</b>	<b>591,934</b>	<b>100%</b>	<b>623,329</b>	<b>100%</b>	<b>659,005</b>	<b>100%</b>	<b>790,780</b>	<b>100%</b>

**ENERSUR S.A.**  
Estado de Ganancias y Pérdidas  
(Miles de Dólares)

	Dic.07		Dic.08		Dic.09		Set.10		Dic.10		Set.11	
Ventas Netas	274,473	100%	446,137	100%	372,257	100%	297,904	100%	398,909	100%	309,682	100%
Costo de Ventas	-154,987	56%	-273,027	61%	-253,964	68%	-200,806	67%	-270,797	68%	-193,248	62%
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>119,486</b>	<b>44%</b>	<b>173,110</b>	<b>39%</b>	<b>118,293</b>	<b>31.8%</b>	<b>97,098</b>	<b>32.6%</b>	<b>128,112</b>	<b>32.1%</b>	<b>116,434</b>	<b>37.6%</b>
<b>GASTOS OPERATIVOS</b>												
Gastos de administración y otros	-15,443	6%	-13,615	3%	-15,811	4%	4,741	-2%	-17,847	4%	-13,893	4%
<b>UTILIDAD OPERATIVA</b>	<b>104,043</b>	<b>38%</b>	<b>159,495</b>	<b>36%</b>	<b>102,482</b>	<b>28%</b>	<b>101,839</b>	<b>34%</b>	<b>110,265</b>	<b>28%</b>	<b>102,541</b>	<b>33%</b>
<b>OTROS INGRESOS Y EGRESOS</b>												
Ingresos financieros	2,452	1%	2,098	0%	505	0%	1,589	1%	711	0%	2,419	1%
Gastos financieros	-11,167	-4%	-13,471	-3%	-15,105	-4%	-12,618	4%	-13,752	3%	-11,264	4%
Resultado en Venta de Activos	3,100	1%	0	0%	21	0%	0	0%	1,468	0%	0	0%
Diversos,neto	750	0%	-169	0%	190	0%	0	0%	19,171	5%	0	0%
Resultado de operaciones cambiarias	755	0%	-3,906	-1%	5,134	1%	0	0%	-1,112	0%	423	0%
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPTOS.</b>	<b>99,933</b>	<b>36%</b>	<b>144,047</b>	<b>32%</b>	<b>93,227</b>	<b>25%</b>	<b>90,810</b>	<b>30%</b>	<b>116,751</b>	<b>29%</b>	<b>94,119</b>	<b>30%</b>
Participación de los Trabajadores	8,789	3%	7,543	2%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Impuesto a la Renta	28,051	10%	43,000	10%	27,213	7%	27,953	9%	35,696	9%	28,513	9%
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>63,093</b>	<b>23%</b>	<b>93,504</b>	<b>21%</b>	<b>66,014</b>	<b>18%</b>	<b>62,857</b>	<b>21%</b>	<b>81,055</b>	<b>20%</b>	<b>65,606</b>	<b>21%</b>

<b>INDICADORES FINANCIEROS</b>	Dic.07	Dic.08	Dic.09	Set.10	Dic.10	Set.11
<b>Solvencia</b>						
(Pasivo - Diferido) / Patrimonio	1.33	1.54	1.43	1.37	1.40	1.35
Pasivo / Patrimonio	1.64	1.79	1.68	1.63	1.63	1.55
Pasivo / Capital Social	4.51	5.30	5.37	5.60	5.91	6.96
Endeudamiento del activo	0.62	0.64	0.63	0.62	0.62	0.61
Deuda Financiera Total / Pasivo	0.68	0.74	0.76	0.71	0.76	0.79
Deuda Financiera LP / Patrimonio	0.77	1.11	0.95	0.94	1.07	1.05
Pasivo Corriente / Total Pasivo	0.33	0.24	0.28	0.23	0.20	0.19
<b>Liquidez</b>						
Liquidez Corriente	1.05	1.53	1.22	1.28	1.53	1.43
Prueba Ácida	0.77	1.01	0.85	0.90	1.10	0.98
Liquidez Absoluta	0.43	0.48	0.24	0.44	0.60	0.50
Activo Corriente / Total Pasivo	0.35	0.36	0.34	0.30	0.31	0.27
Capital de Trabajo	4,750	46,173	22,934	25,441	43,329	39,814
Capital de Trabajo / Ventas*	1.73%	10.35%	6.16%	6.26%	10.86%	9.69%
<b>Gestión</b>						
Gastos Operativos* / Ventas*	5.63%	3.05%	4.25%	2.56%	4.47%	6.57%
Gastos Financieros* / Ventas*	4.07%	3.02%	4.06%	4.34%	3.45%	3.02%
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)**	33.06	27.49	41.32	30.37	36.44	26.88
Rotación de Cuentas por Pagar (días)**	34.13	20.75	23.26	28.68	23.34	24.14
Rotación de Inventarios (días)	49.86	41.39	50.93	42.94	41.63	42.19
<b>Rentabilidad</b>						
Margen Neto	22.99%	20.96%	17.73%	21.10%	20.32%	21.18%
Margen Operativo	37.91%	35.75%	27.53%	34.19%	27.64%	33.11%
Margen EBITDA*	47.58%	41.47%	34.86%	40.73%	35.62%	35.08%
ROAA	13.35%	17.44%	11.36%	13.78%	12.96%	11.85%
ROAE	30.96%	47.44%	31.07%	36.59%	34.37%	30.64%
<b>Generación</b>						
EBITDA*	130,586	185,021	129,767	165,542	142,095	144,076
EBITDA / G.F.*	11.69	13.73	8.59	9.39	10.33	11.62
EBITDA / S.D.*	1.70	3.12	1.48	2.36	2.52	2.27
Deuda Financiera / EBITDA*	1.63	1.47	2.17	1.67	2.19	2.62

\* Anualizados

\*\* Descontado de IGV