

REPORTE SEMESTRAL DE MONITOREO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Año 2 – Nº 3 – Diciembre 2013



Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima – Perú

www.osinerg.gob.pe

Oficina de Estudios Económicos
Teléfono: 219-3400 Anexo 1057

http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm

Diciembre de 2013 Año 2 - N° 3

Contenido

Resumen Ejecutivo	1
1. Oferta del Sector Eléctrico	2
Generación	2
Transmisión y Distribución	3
Inversiones.....	4
2. Demanda del Sector Eléctrico	6
Máxima demanda	6
Margen de reserva.....	6
Usuarios	6
Ventas de electricidad	7
Facturación	8
Usuarios libres	8
3. Costos y Precios.....	9
Costos de operación del SEIN	9
Costo marginal y precio regulado	9
Tarifas en barra y residenciales	10
Tarifas de usuarios libres	10
4. Indicadores Financieros y del	
Mercado de valores	11
Evolución bursátil	12
Bonos corporativos	12
5. Contexto internacional	13
Resumen de variables	14
Notas.....	16
Abreviaturas utilizadas.....	19

Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico

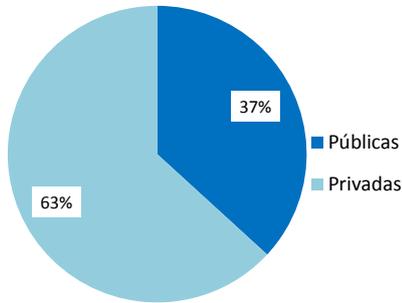
Resumen Ejecutivo

Como parte de las actividades de gestión del conocimiento y difusión de la información, la Oficina de Estudios Económicos elabora el Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico (RSMME). En el RSMME, se describen las principales variables que caracterizan la dinámica del sector eléctrico.

En este tercer número se muestra la evolución histórica del mercado eléctrico peruano considerando la información disponible para el primer semestre del 2013. El RSMME consta de cinco secciones. En la primera sección se analiza la oferta eléctrica organizada en las etapas de generación, transmisión y distribución. En la segunda sección se analiza la demanda eléctrica, describiendo los agentes participantes y la evolución de las principales variables. En la tercera sección, se analizan los costos y precios del sector eléctrico. En la cuarta sección se describen los principales aspectos financieros y del mercado de valores de las empresas del sector en sus distintas etapas y finalmente en la quinta sección se analiza la industria eléctrica en el contexto internacional.

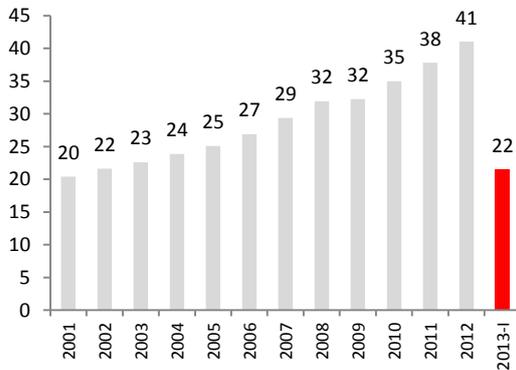
Se destaca el crecimiento de 6.1% en la generación eléctrica en el SEIN y en los sistemas aislados, entre los primeros semestres de 2012 y 2013. También se observa que los costos de operación del SEIN se redujeron en 23% en el mismo periodo. Finalmente, es relevante mencionar el crecimiento de 34% que se registró el índice bursátil de las principales empresas de electricidad peruanas.

Empresas generadoras I SEM - 2013, %



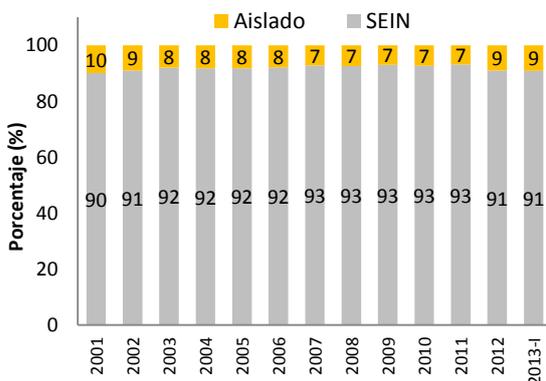
Total empresas generadoras: 38
Fuente: GART – OSINERGHMIN

Producción anual, en miles de GWh



Fuente: MEM

Producción por tipo de sistema, %



Fuente: MEM

1. Oferta del sector eléctrico

Generación

Empresas de generación

Durante la primera mitad del 2013, 38 empresas produjeron electricidad en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los sistemas aislados, sin considerar empresas autoproductoras. El 37% de las empresas son públicas y el 63% restante pertenecen al sector privado.

Producción

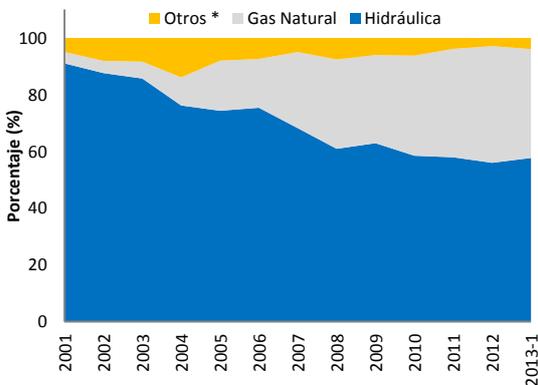
La generación eléctrica en el SEIN y en sistemas aislados se incrementó sostenidamente en los últimos años. Durante el primer semestre de 2013 se produjeron 21.5 GWh,^[1] monto superior en 6.1% a la producción del primer semestre del año anterior. La producción de sistemas aislados en el primer semestre del 2013 fue de 2 Gwh, monto que se incrementó en 1.5% en relación al mismo periodo del 2012.

Respecto a la generación por tipo de sistema, el 90.9% fue generado por las empresas del SEIN y el 9.2% restante por las empresas de los sistemas aislados durante el primer semestre del 2013, siendo dichas participaciones similares a las de los últimos años.

La producción nacional en base a tecnología hidráulica se incrementó en cerca de 1%, mientras que la producción en base a tecnología térmica –incluye centrales solares- aumentó en 14.4% en el primer semestre de 2013 respecto al mismo periodo de 2012.

Cabe señalar que durante el primer semestre del 2013 se registró una participación del 55.31% de la tecnología hidráulica, mientras que el 44.7% se produjo en base a tecnología térmica.

Producción del SEIN por tipo de tecnología, %

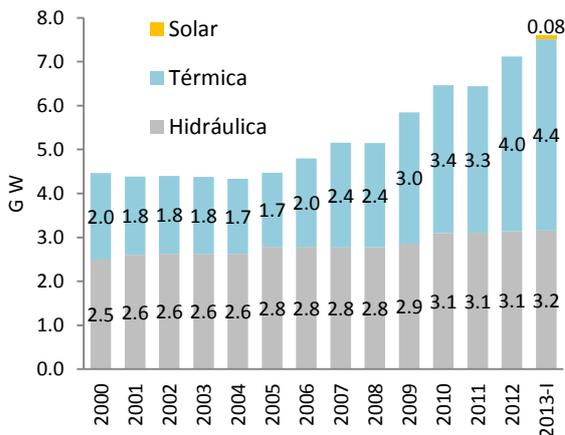


* Se incluye la generación en base a diesel, residual, carbón y renovables

**La producción por tecnología hidráulica incluye lo centrales con potencia menores de 20Mw.

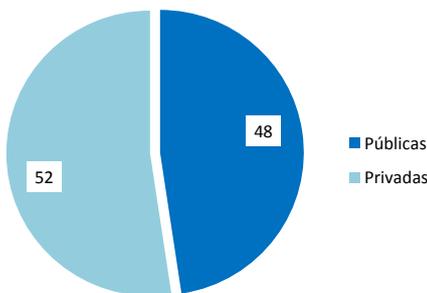
Fuente: GART – OSINERGHMIN

Potencia Efectiva del SEIN, en GW



Fuente: COES

Empresas Distribuidoras 2013-I, %



Total empresas distribuidoras: 21
Fuente: GART-OSINERGHMIN

En lo que respecta al SEIN, la generación hidráulica representó el 57.7%, la generación en base a gas natural el 38.4% y la generación de energía con recursos energéticos renovables (RER)^[2] sólo el 0.6% del total generado en el primer semestre del 2013. La participación de la generación hidráulica se redujo en tres puntos porcentuales respecto a lo registrado en el mismo semestre del 2012, mientras que la participación de la generación de gas natural se incrementó en aproximadamente un punto porcentual en este periodo, continuando con la tendencia creciente mostrada en los últimos años.

Por su parte, la generación de energía con RER de la primera mitad del año 2013 creció más del 100% respecto del mismo periodo del año anterior, alcanzando los 109.4 GWh. A la fecha se cuenta con energía RER por biogás, solar, biomasa y cogeneración.^[3] Se espera la entrada de centrales eólicas a partir de febrero del 2014.

Potencia Efectiva

La potencia efectiva^[4] del SEIN alcanzó los 7,587 MW a junio del 2013 aumentando en 16% respecto del mismo periodo del 2012, siguiendo con la tendencia creciente de años previos. Al respecto, se resalta el ingreso de la central termoeléctrica Planta Ilo correspondiente a la empresa ENERSUR con 460 MW de potencia efectiva.

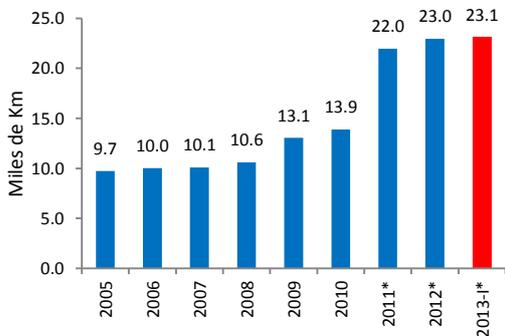
Del total de la potencia efectiva, el 57% fue térmica, el 42% fue hidráulica, y el restante fue solar. Las centrales solares que entraron en operación fueron Solar 20T, Repartición Solar 20T, Panamericana Solar 20TS y Tacna Solar 20t, cada una con 20MW de potencia efectiva.

Transmisión y Distribución

Empresas de transmisión y distribución

En la etapa de transmisión se contó con 8 empresas privadas^[5] al primer semestre del 2013, número similar al registrado en el mismo periodo del año anterior.

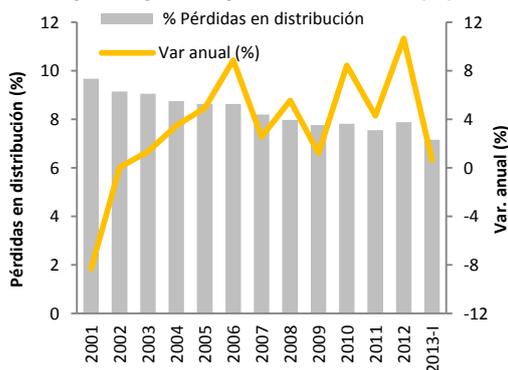
Longitud de líneas de transmisión (Miles de Km.)



* Se consideran líneas de transmisión existentes de las empresas distribuidoras y clientes libres.

Fuente: COES – SEIN y GART-OSINERGHMIN

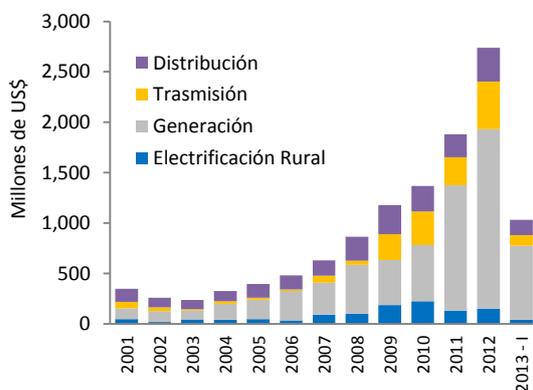
Pérdidas de energía en distribución, participación y variación anual (%)



Fuente: GART-OSINERGHMIN

La variación anual (%) se calcula respecto al primer semestre del 2012.

Evolución de las inversiones ejecutadas, millones de US\$



Fuente: MEM

Asimismo, en la etapa de distribución operaron 21 empresas distribuidoras, de las cuales el 48% son empresas públicas y el 52% restante son privadas.

Líneas de transmisión^[6]

Durante la primera mitad del 2013, se estima que se incorporaron 173.6 km de líneas de transmisión en el SEIN, alcanzando los 23,126 Km en total.

Resalta el ingreso de la línea REPL-2110 Huanza – Carabayllo de 220KV con una longitud estimada de 84 km.

Pérdidas de energía

En la operación de los sistemas eléctricos se generan pérdidas de energía,^[7] de forma tal que el total de la energía producida no llega a los consumidores finales.

En la etapa de distribución, las pérdidas representaron el 7.2% de la energía entregada al sistema de distribución en media y baja tensión en el primer semestre de 2013. Este monto representó una reducción de 0.25 puntos porcentuales en relación con las pérdidas correspondientes al primer semestre del 2012. Las distribuidoras que presentaron un mayor porcentaje de pérdidas en relación a la energía recibida fueron Emsemsa (26%) y Electro Tocache (17%).

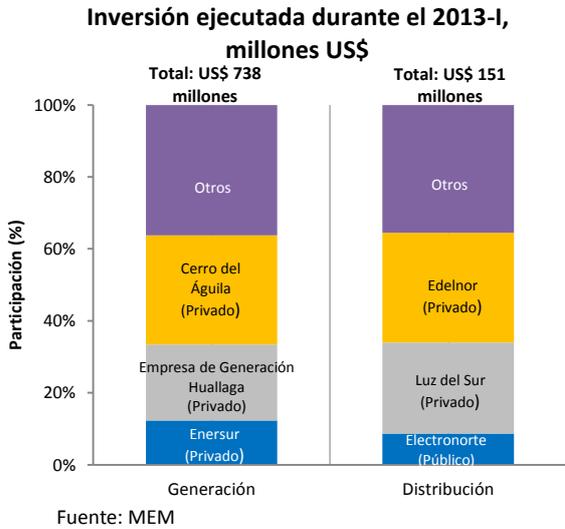
Inversiones

La inversión total ejecutada en el sector eléctrico alcanzó los US\$ 1,030 millones, de los cuales US\$ 991 millones fueron destinados a los subsectores de generación, transmisión y distribución, y US\$ 38 millones se destinaron a proyectos de electrificación rural a cargo del estado.

Los subsectores de generación, transmisión y distribución recibieron el 71.7%, 10% y 14.7% de las inversiones ejecutadas respectivamente. La inversión destinada a dichos subsectores registró una reducción de 24% respecto al primer semestre de 2012. Asimismo, el 91% de dicha inversión fue ejecutado por empresas privadas, participación similar a la registrada en el 2012.

Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico

Año 2 – N° 3 Diciembre 2013
Oficina de Estudios Económicos - OEE



Entre las inversiones más importantes destacan la construcción de la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila a cargo de Kallpa Generación (US\$ 223 millones), Chaglla a cargo de la Empresa de Generación Huallaga (US\$ 156 millones), y las inversiones realizadas por Enersur (US\$ 74 millones), Edelnor (US\$ 44 millones), Luz del sur (US\$ 37 millones), entre otros.

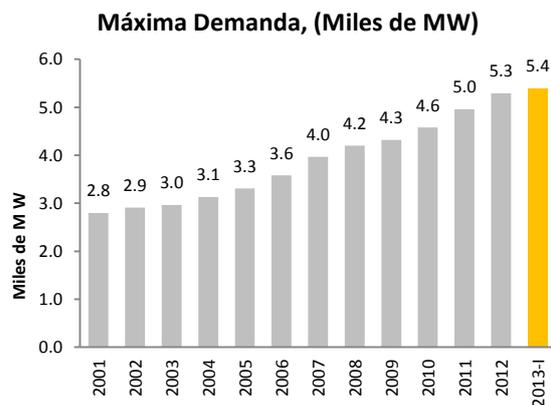
2. Demanda del sector eléctrico

Máxima Demanda

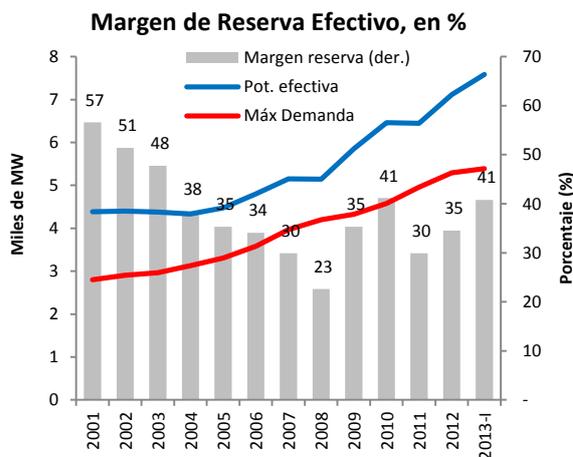
Durante el primer semestre del 2013 la máxima demanda de potencia fue de 5,389 MW y ocurrió el 29 de mayo a las 6.45 pm, superior en 5.68% respecto a la máxima demanda reportada en la primera mitad (13 de marzo) del año 2012.

La máxima demanda fue atendida por generación térmica en un 50.6% principalmente, seguida por la generación hidráulica en un 47.9%, y la porción restante fue atendida por la producción en base a tecnología RER.

Entre las empresas que participaron en la máxima demanda destacan ENERSUR con una participación de 18.5%, seguida por EDEGEL, Electroperú y Kallpa con 18.4%, 16.1% y 16.0% respectivamente.



Fuente: COES-SINAC



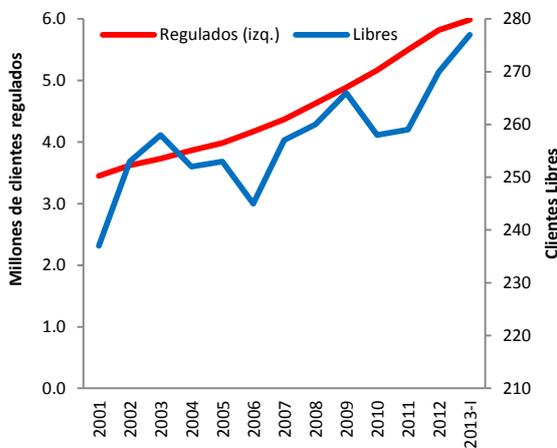
*La máxima demanda anual fue la registrada durante el primer semestre del 2013.
Fuente: COES-SINAC

Margen de Reserva

La potencia efectiva y la máxima demanda crecieron en los últimos años. Un concepto asociado es el margen de reserva efectivo que mide el porcentaje de potencia efectiva que excede a la máxima demanda.^[8]

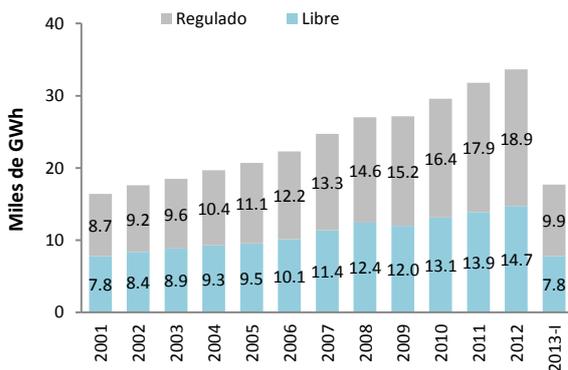
El margen de reserva efectivo durante el primer semestre del 2013 fue de 41%, siendo mayor al registrado en la primera mitad del 2012. El crecimiento se debió principalmente al mayor aumento de la potencia efectiva (16%) en comparación con la máxima demanda (5.7%).

Usuarios del sector eléctrico



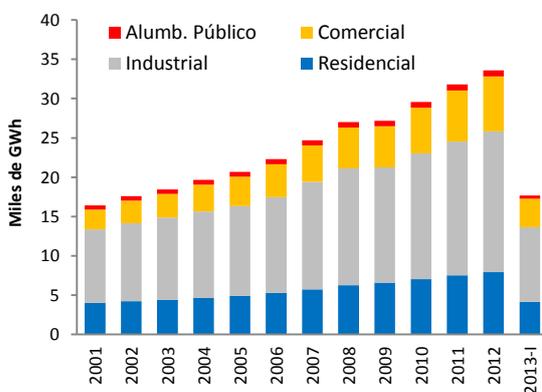
Fuente: GART-OSINERGMIN

Ventas de electricidad (Miles GWh) Por tipo cliente



Fuente: GART-OSINERGMIN

Ventas de electricidad (Miles GWh), por uso



Fuente: GART-OSINERGMIN

Usuarios

Los usuarios del sector eléctrico se clasifican en libres y regulados.^[9] Los usuarios libres ascendieron a 277 en el primer semestre del 2013, superior en 7.8% al número de usuarios del primer semestre del año 2012 (257 usuarios libres).

Respecto a los usuarios libres, se observa que el 19.5%, 20.6% y 59.9% se concentraron en alta, muy alta tensión y media tensión respectivamente en el primer semestre de 2013. Asimismo, el número de usuarios libres se incrementó en 22.7% en alta tensión principalmente, con respecto al primer semestre de 2012, seguido por el aumento de usuarios libres en 9.6% y 3.1% en muy alta tensión y media tensión, respectivamente. Se destaca el ingreso de las empresas Doe Run Perú (planta de ZINC), SNPpower y la Minera Volcan en alta tensión.

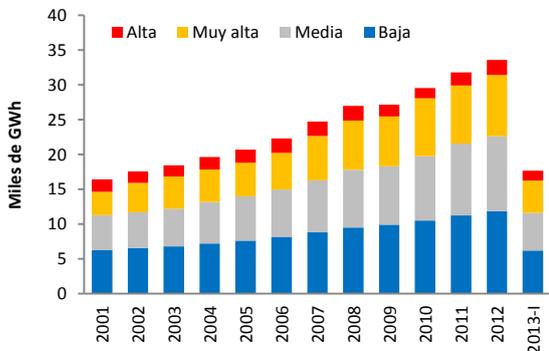
Ventas de electricidad

Las ventas ascendieron a 17,668 GWh durante el primer semestre del 2013, nivel superior en 6% respecto al mismo periodo del año previo. El 44% del total de ventas de energía se destinó a los usuarios libres, mientras que el 56% restante a los usuarios regulados.

Las ventas de energía se destinaron para satisfacer la demanda del sector industrial (54%) -que incluye las ventas a las empresas mineras, usuarios residenciales (24%), sector comercial (20%) y alumbrado público (2%) en el primer semestre de 2013.

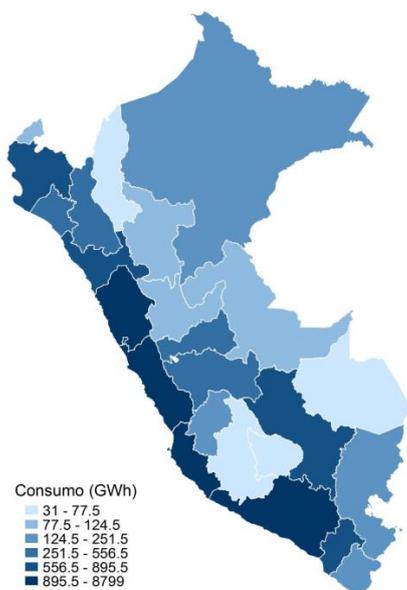
Las ventas al sector industrial en el primer semestre del 2013 se incrementaron en 7%, mientras que las ventas a los sectores residencial y comercial aumentaron de 5.5% y 3.8% respectivamente, con respecto al primer semestre del 2012.

Ventas de electricidad (GWh), por nivel de tensión



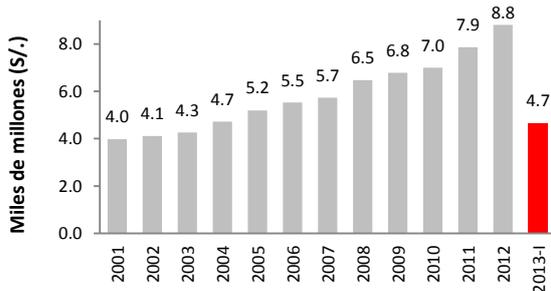
Fuente: GART-OSINERGHMIN

Ventas de electricidad 2013 (GWh), por región



Fuente: GART-OSINERGHMIN

Ventas de electricidad, miles de millones de S/.



Fuente: GART-OSINERGHMIN

En el sector industrial se destaca las ventas realizadas por las empresas Edegel, Enersur y Kallpa con participaciones del 17%, 13.4% y 13% en las ventas a dicho sector respectivamente.

Por otro lado, el 35% de las ventas de energía fue en baja tensión, el 30% en media tensión, el 26.2% en muy alta tensión y el 8.1% restante en alta tensión en el primer semestre del 2013. Al respecto, se destaca el incremento de las ventas en baja tensión en 4.8% y muy alta tensión en 6.37%, respecto al mismo periodo del año 2012.

A nivel departamental, en el primer semestre del 2013 las ventas de energía en Lima representaron el 49.7% de las ventas totales, seguidas por las ventas en Moquegua (5%), Arequipa (7%), Ica (5.4%) y Áncash (5%), departamentos en los que existe importante actividad minera. En relación con el mismo semestre del año anterior, se observa un incremento de 5.54% para el departamento de Lima, de la misma manera los departamentos de Ancash, Arequipa, Ica y Moquegua presentaron un crecimiento de 3.45%, 0.91%, 5.27% y 0.6% respectivamente.

Cabe señalar el alto crecimiento de las ventas en los departamentos de Cusco y Ayacucho y Lambayeque, que registraron crecimientos de 58%, 23.74% y 19.9% respectivamente.

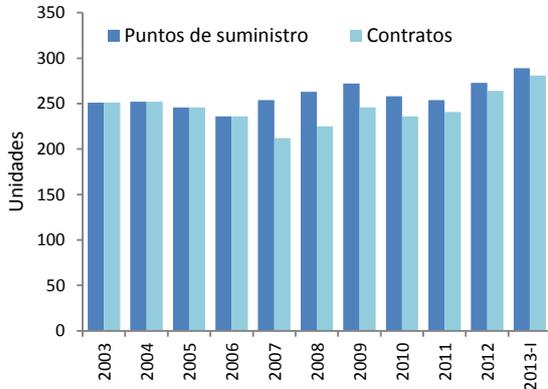
Facturación

La facturación del sector eléctrico alcanzó los S/. 4,652 millones en el primer semestre del año 2013, monto superior en 6% al monto facturado el mismo periodo del año anterior, debido al aumento de los precios medios de electricidad (0.244%)^[10] y al mayor nivel de ventas de energía (6.02%).

La facturación a usuarios libres representó el 31% de total facturado, mientras que los usuarios regulados el 69% restante durante el primer semestre de 2013.

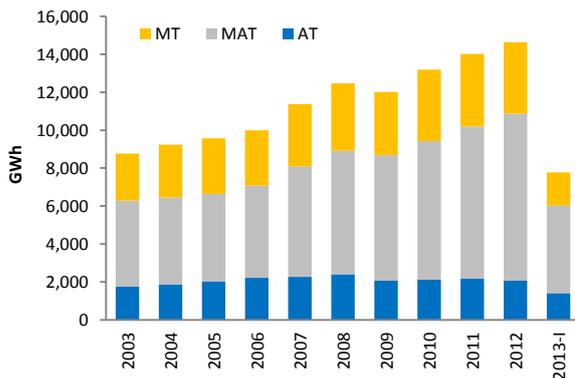
En relación a los usuarios libres, se destaca la facturación de las empresas generadoras Enersur y Edegel que representaron el 22.1% y el 15.8% del total facturado a dichos usuarios respectivamente.

Número de puntos de suministro y contratos de usuarios libres



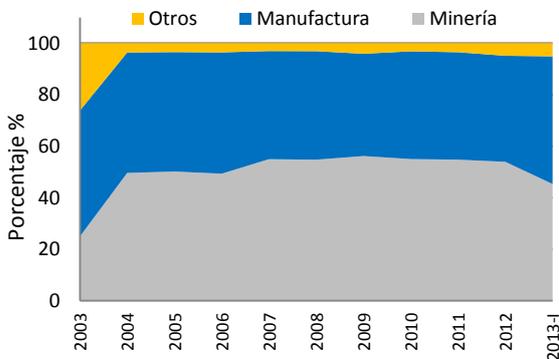
Fuente: GART-OSINERGMIN

Ventas a usuarios libres (GWh), nivel tensión



Fuente: GART-OSINERGMIN

Ventas a usuarios libres (%), por actividad



Fuente: GART-OSINERGMIN

Las empresas generadoras y distribuidoras registraron el 26% y 74% del total facturado respectivamente. Se destaca el nivel de facturación de Enersur con una participación de 26.5% entre las empresas generadoras, y de Luz del Sur con una participación de 30% entre las empresas distribuidoras.

Usuarios libres

Los usuarios libres tienen la posibilidad de comprar energía a las empresas distribuidoras y a las empresas generadoras mediante contratos.^[11] En el primer semestre del 2013 el número de contratos de los usuarios libres fue de 281, mientras que el número de puntos de suministro de los usuarios libres fue de 289.

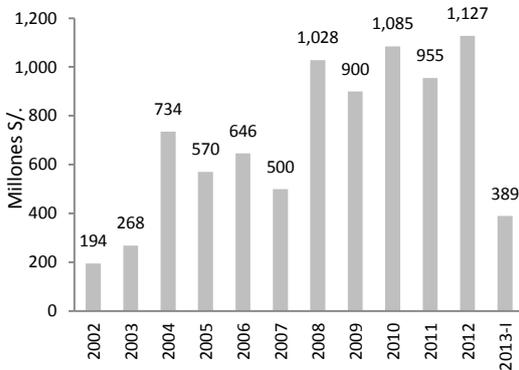
El 44.8% de los contratos fueron suscritos con las empresas distribuidoras y el 55.2% restante con las empresas generadoras. Al respecto, destacan las empresas Edelnor y Electroperú que concentraron el 24% y 12% de los contratos con los usuarios libres.

Por otro lado, las ventas a usuarios libres en el primer semestre del 2013 fueron de 7,713.7 GWh^[12] incrementándose en 6.5% respecto del mismo periodo del año anterior. Se destaca las ventas realizadas a las empresas Souther Perú Cooper Corporation y Minera Cerro Verde que representaron el 0.58% y 0.36% del total generador en el primer semestre del 2013.

Las ventas en muy alta tensión, alta tensión y media tensión representaron el 53%, el 22% y el 26% del total de ventas a los usuarios libres, respectivamente. En relación con el primer semestre del 2012, se destaca el incremento de 31.4% de las ventas en alta tensión, y de 2.8% de las ventas en muy alta tensión que compensaron la reducción de 2% de las ventas en media tensión.

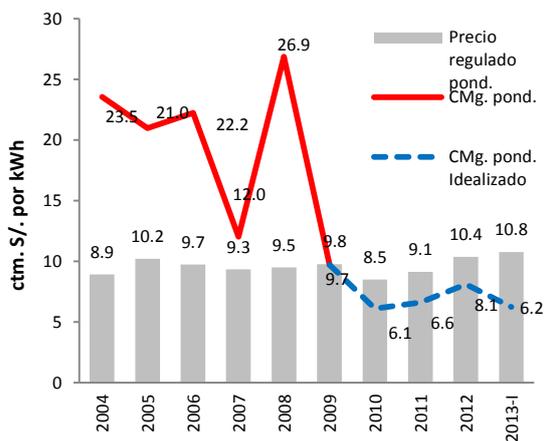
En según actividad económica, se observa que las actividades de minera y de manufactura generaron el 45% y el 50% del total de ventas durante el primer semestre del 2013, respectivamente. El 5% restante de las ventas fueron destinadas a los sectores comercio, construcción, entre otros lo que respecta a las ventas de energía de los usuarios libres.

Costos de operación (millones S/.)



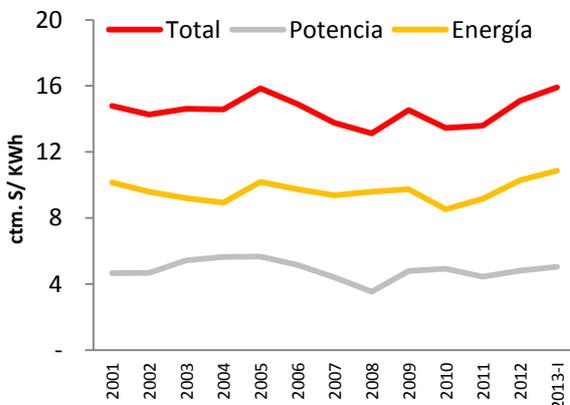
Fuente: COES-SINAC

Costo marginal y precios regulados de energía ctm. S/. por KWh



Fuente: GART-OSINERGMIN

Tarifa en barra de Lima, 220 kV ctm. S/. por KWh



Fuente: GART-OSINERGMIN

3. Costos y Precios

Costos de operación del SEIN

Los costos de operación en el primer semestre del 2013 fueron de S/. 389.07 millones, inferiores en 23% a lo registrado en el mismo periodo del año anterior.

Costo marginal y precio regulado

El costo marginal idealizado^[13] es el costo marginal de corto plazo del SEIN considerando que no existe ninguna restricción en la producción o transporte de gas natural y en la transmisión de electricidad; este concepto se emplea desde el año 2009. Por su parte, los precios ponderados regulados de energía^[14] son los precios de generación que pagan los usuarios regulados.

El costo marginal idealizado del primer semestre del 2013 fue de 6.2 céntimos S/. por KWh, reduciéndose en 23.5% respecto del mismo periodo del año anterior.

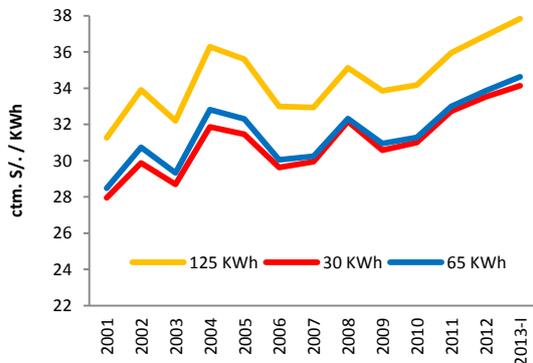
El precio ponderado regulado de energía fue de 10.8 ctm. S/. por KWh en el primer semestre de 2013, 72.4% mayor que el costo marginal ponderado del mismo periodo.

Tarifas en barra y residenciales

Las tarifas en barra están compuestas por los precios de energía y de potencia.^[15] Las tarifas presentadas se calculan en la barra de Lima (barra de referencia de Santa Rosa).^[16]

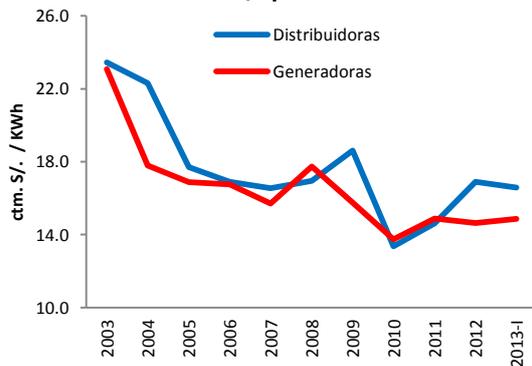
La tarifa en barra de Lima (220 Kv) en el primer semestre del 2013 se incrementó en 7.6% respecto al mismo periodo del año anterior, debido al aumento de los precios de potencia y energía en 10.62% y 1.67% respectivamente.

Tarifa residencial para Lima Norte, BT5B ctm. S/. por KWh



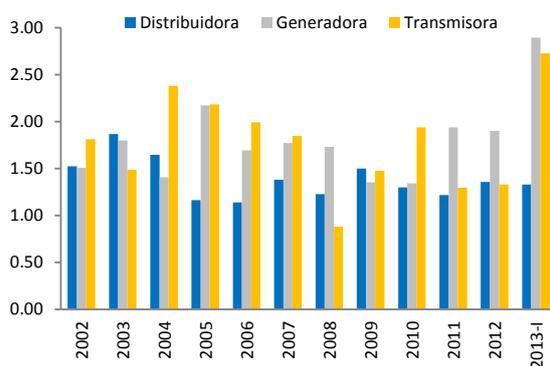
Fuente: GART-OSINERGHMIN

Tarifa promedio para usuarios libres ctm. S/. por KWh



Fuente: GART-OSINERGHMIN

Ratio de liquidez, razón corriente*



1/ Razón Corriente = Activo corriente / pasivo corriente

*En base al valor mediana de las empresas de cada periodo

Fuente: GART-OSINERGHMIN

Las tarifas residenciales^[17] con consumo promedio de 30 KWh, 65 KWh y 125 KWh fueron 33.73, 34.16 y 37.29 ctm S/. respectivamente en el primer semestre de 2013, incrementándose en 0.25%, 0.43% y 0.57% respectivamente, en relación al primer semestre del año anterior.

Tarifas de usuarios libres

Las tarifas a los usuarios libres incluyen la facturación por energía y potencia.^[18] En el primer semestre del 2013 la tarifa promedio fue de 15.50 ctm. S/. por Kwh, superior en 2% a la tarifa registrada en el mismo periodo del año anterior. Al respecto, el precio promedio del energía se incrementó .78% en relación con el primer semestre del 2012. promedio cobrada por las empresas distribuidoras fue 16.74 ctm. S/. por Kwh, registrando un incremento de 11.92% respecto al primer semestre de 2012. Por su parte, la tarifa promedio cobrada por las empresas generadoras fue .33 ctm. S/. por Kwh % respecto al primer semestre de 2012.

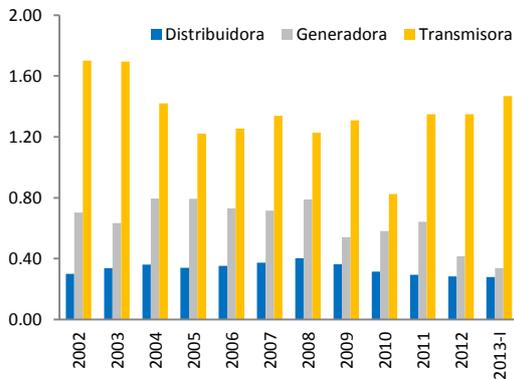
4. Indicadores Financieros y del mercado de valores^[19]

El indicador de liquidez, definido como la “razón corriente” (activo corriente / pasivo corriente) mide la capacidad de pago de las empresas en el corto plazo.

En el primer semestre del 2013 las empresas de generación registraron los mayores niveles de liquidez con un valor promedio de 2.9. Se destaca los niveles de liquidez de las empresas generadoras Egesur (9.0) y Egasa (5.9).

Las empresas distribuidoras mostraron los menores niveles de liquidez con un valor promedio de 1.32. Al respecto, las empresas distribuidoras estatales son las que registraron los menores niveles de liquidez presentando un promedio de 1.29 que corresponde a ElectroSur.

Ratio de solvencia, endeudamiento patrimonial*

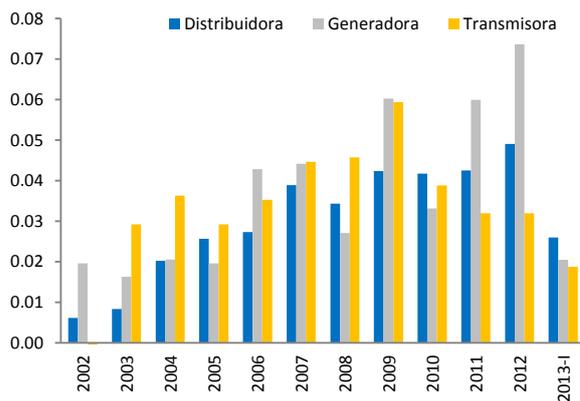


2/ Endeudamiento patrimonial = Total pasivo / Patrimonio neto

*En base al valor mediana de las empresas cada periodo

Fuente: GART-OSINERGMIN

Rentabilidad, ROA*

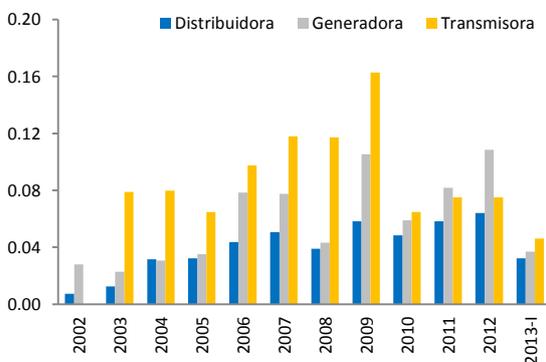


3/ ROE = Utilidad neta / patrimonio

*En base al valor mediana de las empresas de cada periodo

Fuente: GART-OSINERGMIN

Rentabilidad, ROE*



4/ ROA = Utilidad neta / activo total

*En base al valor mediana de las empresas de cada periodo

Fuente: GART-OSINERGMIN

El indicador de solvencia, definido por el ratio de “endeudamiento patrimonial” (pasivo total / patrimonio neto), mide la relación entre los fondos propios de la empresa y las deudas asumidas.

En el primer semestre del 2013, de manera similar a lo registrado en el año 2012, las empresas de transmisión presentaron los mayores niveles de endeudamiento patrimonial con un valor promedio de 1.5. Se destaca los niveles de endeudamiento de las empresas trasmisoras Transmantaro (1.9) y Redesur (1.8).

Por otro lado, las empresas de distribución mostraron los menores niveles de endeudamiento con un valor promedio de 0.27. Al respecto, las empresas distribuidoras Adinelsa (0.11) y Electro Ucayali (0.11) fueron las que registraron los menores niveles de endeudamiento.

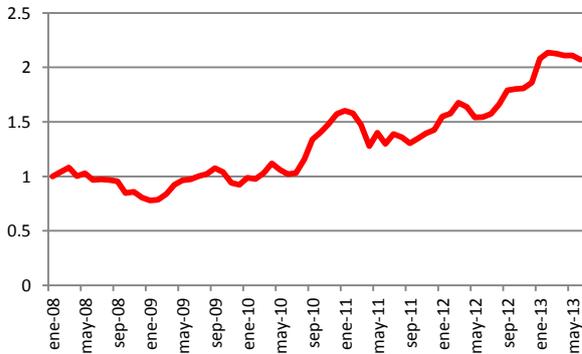
Por su parte, los indicadores de rentabilidad miden la eficiencia de las empresas para generar utilidades a través de las ventas, controlando los costos de producción. Los indicadores utilizados son los ratios de rentabilidad sobre los activos (ROA) y sobre el patrimonio (ROE).

En el primer semestre del 2013, las empresas distribuidoras mostraron los mayores niveles de ROA con un valor promedio de 0.025, destacando Electro Tocache (0.26) y Sersa (0.17).

Por otro lado, las transmisoras mostraron mayores niveles de ROE con un valor promedio de 0.046, destacando entre ellas la empresa Redesur (0.12). Por su parte, las empresas distribuidoras registraron los menores niveles de ROE con un valor promedio de 0.032, destacando la empresa Adinelsa cuya rentabilidad fue la menor (-0.0089).

Cabe señalar que, entre todas las empresas del sector eléctrico, la empresa que registró el menor ROE fue la generadora Kallpa, y la empresa con mayor ROE fue la distribuidora Electro Tocache.

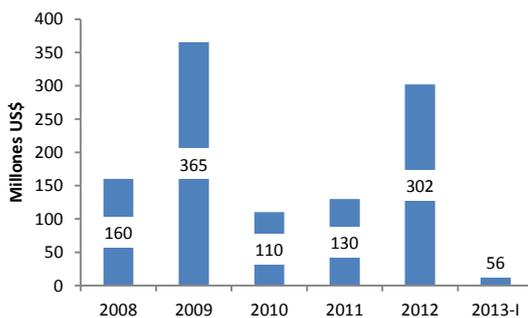
Índice bursátil de las empresas eléctricas (Índice Enero 2008 = 100)



Fuente: Bloomberg

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Monto de la colocación de bonos corporativos de las empresas del sector eléctrico



Fuente: Superintendencia de Mercado de Valores (SMV)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Monto de la colocación de bonos corporativos por empresa, 2013

Emisor	Monto Colocado (Millones)		Plazo (años)	Tasa de Interés*
	US\$	S/.		
Edelnor	-	50	20	5.13%
Red de Energía del Perú	-	77	10	5.13%
Red de Energía del Perú	10	-	5	4.63%
Total	10	127		

Fuente: Superintendencia de Mercado de Valores (SMV), Classrating y Equilibrium

*Tasa de Interés Nominal Anual (T.I.N.A)

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Evolución bursátil de las empresas del sector eléctrico

La cotización bursátil se mide a través de un índice^[20] de las empresas del sector eléctrico que cotizan en la Bolsa Valores de Lima. El índice se incrementó en 34% en junio del 2013, respecto al mismo mes del año anterior, debido a la mayor cotización bursátil de Edegel (42.6%), Enersur (32.2%), Luz del Sur (37.1%) y Edelnor (26%) que compensaron las pérdidas de Eléctrica de Piura (-7%) e Hidroandina (-21%).

En junio de 2013 el valor bursátil de las acciones de las empresas Edegel, Enersur y Luz del Sur representaron el 30%, 28% y 23% del monto total registrado por las empresas del sector eléctrico respectivamente.

Colocación de bonos corporativos de las empresas eléctricas

El monto de colocación de bonos corporativos de las empresas eléctricas alcanzó los US\$ 56 millones, disminuyendo en 46% respecto al monto colocado en el primer semestre de 2012.

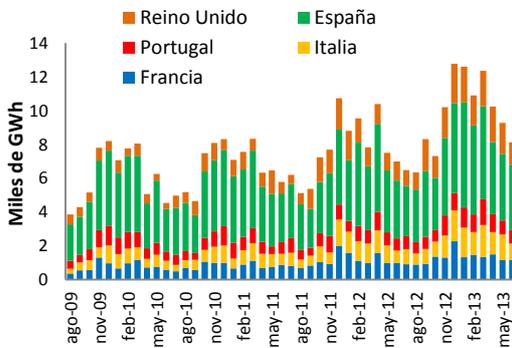
Asimismo, la participación de los bonos corporativos de las empresas eléctricas con respecto al total de bonos corporativos colocados en el mercado de valores fue de 19.5% en el primer semestre del 2013, mayor a la participación observada en el mismo periodo del 2012 (18.61%).

Red de Energía del Perú registró los mayores montos de colocación de bonos corporativos con un total de US\$ 38 millones, seguida por Edelnor con US\$ 18 millones durante el primer semestre del 2013. Ambas empresas representaron el 67.74% y el 32.26% del total de bonos corporativos colocados por empresas eléctricas en el periodo de referencia respectivamente.

En relación con el mismo periodo del año anterior, Edelnor disminuyó su emisión de bonos en 44%. Por otro lado, cabe señalar que la empresa Red de Energía del Perú no emitió bonos durante dicho periodo.

Conviene señalar que la emisión de deuda por parte de la empresa REP, forma parte de la primera emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos de REP, cuya entidad estructuradora es el BBVA Continental.

Generación de tecnología Eólica en Europa (Miles de Gwh)



Fuente: Bloomberg

5. Contexto internacional

En el primer semestre del 2013, la generación eólica en Europa - considerando la información disponible de los países de Francia, Italia, Portugal, España y Reino Unido; alcanzó los 63.52 miles de GWh creciendo en 24.41% respecto al mismo periodo de 2012. Se destaca mayor producción del Reino Unido (47%) que compensó el moderado crecimiento de Francia (10%).

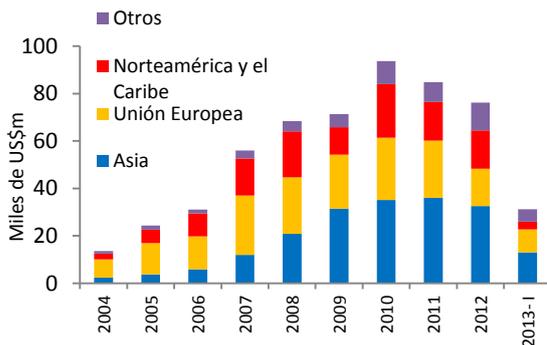
Por su parte, las inversiones en energía eólica en el mundo alcanzaron los US\$ 31 miles de millones, de las cuales el 41% corresponde a inversiones en la región de Asia, seguidas por Norteamérica y el Caribe y Europa con 10.67% y 30.98% respectivamente, el 16.8% restante de las inversiones se reparte entre Africa, América Central y del Sur, Medio Oriente, países europeos no pertenecientes a la unión europea y Oceanía.

En comparación con el primer semestre del año 2012, la inversión en tecnología eólica descendió en las regiones de Asia, Unión Europea y Norteamérica y el Caribe, registrándose caídas de 16%, 9.52% y 68% respectivamente. Sin embargo, en las regiones de Africa, América Central y del Sur, Medio Oriente, países europeos no pertenecientes a la Unión Europea y Oceanía se registró un aumento de 3.66%.

Por otro lado, la inversión en tecnología solar, entre las regiones de Norte América y el Caribe, Unión Europea y Asia, fue de US\$ 53.8 miles de millones. Como en el caso anterior, la región con mayor participación en las inversiones fue Asia, donde se invirtieron US\$ 27.89 miles de millones en el primer semestre del 2013 representando el 51.8% de la inversión total. En la Unión Europea y Norte América y el Caribe registraron participaciones de 18.48% y 17.98% de la inversión total respectivamente. Finalmente, el 11.73% restante corresponde a la inversión realizada en Africa, América Central y del Sur, Medio Oriente, países europeos no pertenecientes a la Unión Europea y Oceanía.

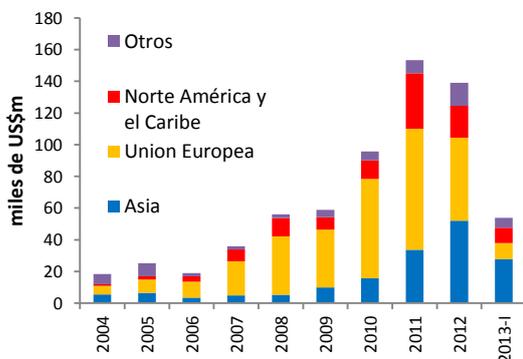
En relación con el primer semestre del 2012, se observa un crecimiento de 18.3% de la inversión en tecnología solar en Asia, mientras que en la Unión Europea se registró una caída de 63% en la inversión entre ambos semestres. Finalmente la inversión correspondiente a Africa, América Central y del Sur, Medio Oriente, países europeos no pertenecientes a la Unión Europea y Oceanía aumento en 46%.

Inversión en tecnología eólica por regiones (Miles de US\$m)



Fuente: Bloomberg

Inversión en tecnología solar por regiones (Miles de US\$m)



Fuente: Bloomberg

**Principales variables del sector eléctrico
(2001, 2012 y 2013)**

Variables	Detalles	Unidades	2001	2012	I SEM 2013	
Cobertura	Cobertura	%	72.1	92	92	
	Nº Clientes	Miles	3,451.7	5,828.1	5,986.8	
	Ventas de Energía	GWh	16,417	33,635	17,668	
	Facturación	Millones S/.	3,973	8,808	4,652	
	Máxima Demanda SEIN	MW	2,798	5,291	5,388.7	
	Potencia Instalada Efectiva	MW	4,382	7,117	7,587	
	Participación Gas Natural	% (Capacidad)		5.43	45.87	41.95
		% (Producción)		4.02	41.12	38.37
Agentes	Empresas					
	Generación	Cantidad	32	41	38	
	Transmisión*	Cantidad	6	8	8	
	Distribución	Cantidad	21	21	21	
	Centrales generadoras					
	Hidráulicas	Cantidad	24	23	22	
	Termoeléctricas	Cantidad	30	27	30	
	Diesel		n.d.	8	9	
	Residual		n.d.	6	7	
	Gas Natural		n.d.	11	11	
	Carbón		n.d.	1	1	
	Cogeneración		n.d.	1	1	
	RER	Cantidad	0	30	31	
	Biomasa		0	2	3	
Hidráulica**		0	24	26		
Solar		0	4	4		
Eficiencia	Pérdidas de Energía Distribución	%	9.7	7.9	7.2	
	Pérdidas de Energía SPT***	%	2.3	4.3	n.d.	
Rentabilidad	Total Sector Eléctrico					
	ROA	%	0.8	6.4	0.037	
	ROE	%	1.1	10.7	0.05	
	Generadoras					
	ROA	%	3.9	7.0	2	
	ROE	%	4.7	11.4	3.6	
	Transmisoras					
	ROA	%	1.2	3.4	1.8	
	ROE		1.7	7.5	4.6	
	Distribuidoras					
ROA	%	0.5	6.3	2.5		
ROE	%	0.7	10.2	3.2		

Continúa

Continuación

Facturación	Generadoras	%	23.9	25.6	25.8
	Distribuidoras	%	76.1	74.4	74.15
Participación Privada	Generación	% (Capacidad)	65.9	76.8	79.2
	Transmisión	% (kms. líneas)	35	100	100
	Distribución SEIN	% (Ventas)	31.9	47.8	47.1

* Se considera para el año 2001 la información publicada por el MEM y para el año 2012 en adelante a las empresas de transmisión pertenecientes al COES.

** A partir del 2008 se considera como Central Hidráulica RER a las centrales hidráulicas con una potencia instalada menor a 20 MW, según el Decreto Legislativo N° 1002.

*** Se considera información del reporte Estadística Anual de Operación del COES.

n.d.: no disponible

Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN, COES, INEI.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-OSINERGMIN.

Notas

^[1] Se considera como producción de sistemas aislados a la producción asociada a estos sistemas incluyendo además la generación de electricidad dirigida al uso propio (autoconsumo) de las generadoras.

^[2] Según el Decreto Legislativo N° 1002 se considera como recursos energéticos renovables (RER) a las mini centrales hidráulicas con una potencia menor a 20 MW. Para efectos de este informe, la producción de estas mini centrales hidráulicas se incluye como parte de la producción hidráulica.

^[3] A la fecha, se han llevado a cabo dos procesos de subastas (2009 y 2011). En la primera subasta se logró adjudicar 429.1 MW de potencia RER a un precio promedio ponderado de 8.12 ctv. US\$ por KWh, mientras que en la segunda subasta se adjudicó un total de 210 MW a un precio de 7.8 ctv. US\$ por KWh.

^[4] La potencia indica la cantidad de energía que puede producir una central y/o un sistema. En particular, la potencia efectiva indica la capacidad real de energía que las centrales pueden entregar de forma continua al sistema eléctrico.

^[5] En los anteriores reportes se consideró a las empresas de transmisión con información financiera a disposición de la GART – OSINERGHMIN. Para el presente reporte se considera las empresas de transmisión integrantes al COES.

^[6] En el país, el sistema de transmisión está compuesto por el Sistema Principal de Transmisión (SPT), el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), el Sistema Secundario de Transmisión (SST) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). El SPT está compuesto por las líneas de transmisión de alta (entre 35 y 230 Kv) y muy alta tensión (≥ 230 Kv).

Para el periodo 2013-I se estimó la longitud de líneas de transmisión a partir de información remitida por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica – OSINERGHMIN.

^[7] Las pérdidas de energía o potencia se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas son causadas por las propiedades físicas de los componentes del sistema eléctrico. Por otro lado, las pérdidas no técnicas son generadas por factores externos a los sistemas eléctricos como robos de energía, errores de medición (lectura) y errores de facturación. Véase Suriyamongkol, D. (2002), *Non-Technical Losses in Electrical Power Systems*, Tesis de Maestría, Ohio University, EE.UU., p85. Las pérdidas no técnicas, por su naturaleza, suelen presentarse en la redes de distribución.

El ratio de pérdidas en el sistema de distribución se define como las pérdidas en distribución entre la energía entregada al sistema de distribución en media y baja tensión.

^[8] El margen de reserva efectivo se define de la siguiente manera: $(\text{Potencia Efectiva} - \text{Máxima Demanda}) / \text{Máxima Demanda}$.

^[9] Se consideran como usuarios libres a los usuarios conectados al SEIN no sujetos a la regulación de precios debido a la magnitud de energía y/o potencia que pueden contratar (mayor a 200 KW). Por otro lado, los usuarios regulados son aquellos usuarios sujetos a la regulación del precio de la energía y de la potencia y que se encuentran dentro de la concesión del distribuidor, con demandas de potencia que no superan los 200 KW.

^[10] El precio medio de la electricidad se calcula como el ratio entre el nivel de facturación y el nivel de ventas de electricidad.

^[11] En los contratos de los usuarios libres se establecen los precios de potencia y energía a ser transferidos en la barra de generación correspondiente al punto o puntos de suministro del usuario libre. Los contratos y facturas consideran de manera desagregada los precios para cada uno de los conceptos involucrados en la prestación del servicio (precios negociados a nivel de la barra de generación y los cargos regulados de la transmisión principal, secundaria, de distribución y de comercialización). Asimismo, en los contratos se determinan las condiciones de la calidad del suministro eléctrico, que no podrán ser inferiores a lo establecido en las normas técnicas de calidad del sector eléctrico.

^[12] Los datos estadísticos analizados y procesados sobre las ventas de energía en el mercado libre, corresponden a los datos de Barra de Entrega reflejados en Barras de Referencia de Generación.

^[13] El costo marginal es igual al costo variable de energía de la última unidad térmica que operó en el sistema. El costo variable está compuesto por el costo variable combustible (consumo de combustible para producir una unidad de energía) y el costo variable no combustible (asociado a la hidrología, congestión, etc.).

Los costos marginales mensuales se calculan como un promedio ponderado de los costos marginales en hora punta y fuera de punta, utilizando energía consumida como ponderador. El costo marginal promedio anual se calcula como un promedio simple entre los costos marginales mensuales.

Por su parte, el concepto de costo marginal idealizado fue introducido por el Decreto de Urgencia N° 049-2008, cuya vigencia fue extendida por el Decreto de Urgencia N° 079-2010.

^[14] Los precios ponderados regulados de energía se calculan en base a los costos de producción de energía para los próximos 24 meses con estimados de oferta y demanda. El cálculo de precios de energía funciona como un mecanismo que suaviza los costos y permite manejar la volatilidad de los precios de los insumos, tales como la hidrología, congestión, precios de los combustibles, entre otros. Para este cálculo se utiliza el modelo PERSEO que viene a ser una representación del sistema eléctrico donde se combinan los estimados de costos y la proyección de la demanda. Adicionalmente, se considera el precio de promedio ponderado de los precios de las licitaciones efectuadas al amparo de la Ley 28832.

^[15] El precio de potencia considera la unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

^[16] Se considera el Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) expresado en S/. por kW-mes, y el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) expresado en céntimos de S/. por kWh.

^[17] La tarifa residencial que se consideró es la BT5B para la empresa Edelnor. La tarifa agrega los precios de energía, potencia, peajes de transmisión, cargos por distribución, y -si el consumidor final posee un consumo mensual mayor a los 100 kWh- se le añade un cargo por el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).

^[18] Se consideran los precios medios ponderados calculados en la barra de referencia de generación, utilizando como ponderador la energía consumida.

^[19] Se analizan los indicadores financieros de liquidez, de solvencia y de rentabilidad. Estos indicadores fueron calculados a partir de la información financiera de las empresas del sector eléctrico en sus distintas etapas. Cada uno de los gráficos muestra la mediana del indicador financiero registrado por las empresas en cada etapa (generación, distribución y transmisión). Se considera como valor promedio a la mediana de los indicadores financieros.

^[20] Para la composición del índice se consideró solamente las empresas vinculadas al sector eléctrico (distribución, transmisión y generación) que tengan cotizaciones vigentes a la fecha. Este índice se determina como el promedio ponderado del valor de la acción normalizada al 1ro de enero del 2008 por el valor de mercado correspondiente a cada acción para cada periodo en el tiempo, ambos denominados en dólares americanos.

Abreviaturas utilizadas

Ctm:	Céntimos de nuevo sol
COES:	Comité de Operación Económica del Sistema
GART:	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
GW:	Gigawatt
GWh:	Gigawatt-hora
Kms:	kilómetros
Kv:	Kilovatio
KWh:	Kilowatt-hora
MW:	Megawatt
MEM:	Ministerio de Energía y Minas
MWh:	Megawatt-hora
PBI:	Producto Bruto Interno
RER:	Recursos energéticos renovables
ROA:	<i>Return on assets</i> (retorno sobre los activos)
ROE:	<i>Return on equity</i> (retorno sobre el patrimonio)
SEIN:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SCT:	Sistema Complementario de Transmisión
SGT:	Sistema Garantizado de Transmisión
SPT:	Sistema Principal de Transmisión
SST:	Sistema Secundario de Transmisión

