REPORTE SEMESTRAL DE MONITOREO DEL MERCADO ELÉCTRICO

SEGUNDO SEMESTRE DEL 2014

Año 3 – Nº 6 – Diciembre 2015

Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima – Perú
www.osinergmin.gob.pe

Gerencia de Políticas y Análisis Económico
Teléfono: 219-3400, Anexo 1057
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/oficina-estudios-economicos

Osinergmin
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Diciembre 2015
Año 3 - Nº 6 - 2014

Contenido

Resumen ejecutivo 1
1. Oferta del sector eléctrico 2
Generación 2
Transmisión y Distribución 3
Inversiones..... 4
2. Demanda del sector eléctrico..... 5
Máxima demanda 5
Margen de reserva..... 5
Usuarios 6
Ventas de electricidad 6
Facturación 7
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 9
Tarifas de usuarios libres 10
4. Indicadores financieros y mercado de valores 10
Indicadores financieros..... 10
Evolución bursátil 12
Bonos corporativos 12
5. Contexto internacional 13
Resumen de indicadores 14
Notas..... 16
Abreviaturas utilizadas.....18

Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico
Segundo Semestre del 2014

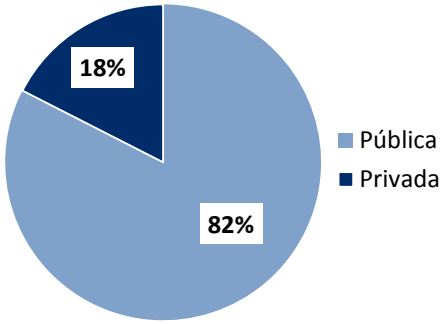
Resumen Ejecutivo

Como parte de las actividades de gestión del conocimiento y difusión de la información, la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) elabora el Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico (RSMME). En este documento se describen las principales variables que caracterizan la dinámica del mercado eléctrico.

En el presente reporte se muestra la evolución histórica del mercado eléctrico peruano considerando la información disponible al segundo semestre del 2014. El RSMME consta de cinco secciones. En la primera sección, se analiza la oferta y las inversiones. En la segunda sección, se analiza la demanda, describiendo los agentes participantes y la evolución de las principales variables. En la tercera sección, se analizan los costos y tarifas del suministro eléctrico. En la cuarta sección, se describe los principales indicadores financieros de las empresas eléctricas y del mercado de valores. Finalmente, en la quinta sección, se analiza la industria eléctrica en el contexto internacional.

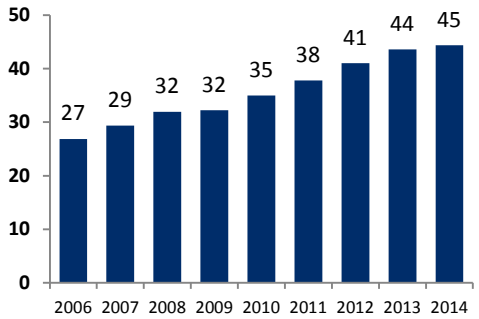
En resumen, para el presente periodo se destaca el aumento en 2.6% de la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En cuanto al monto facturado en el sector, se registró un aumento de 15.3 % con respecto al año anterior. La tarifa en barra de Lima (220 Kv) aumentó en 14.2% respecto al mismo periodo del año anterior y destaca el aumento de las inversiones en energía eólica en la Unión Europea y Asia.

Empresa generadoras II semestre – 2014, según tipo de propiedad



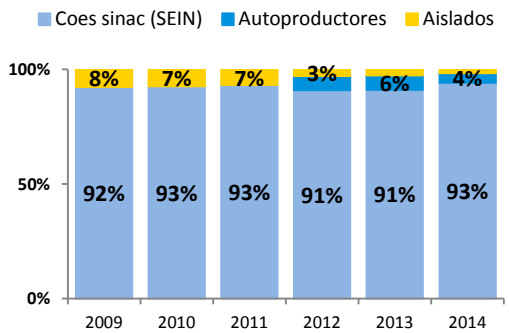
Total empresas generadoras: 40
Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Producción anual, en miles de GWh



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Producción por tipo de sistema, en porcentaje (%)



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin

1. Oferta del sector eléctrico

Generación

Empresas de generación

En el segundo semestre del 2014 (2S2014), la generación de electricidad en el SEIN y los sistemas aislados (sin considerar autoproducción) fue abastecida por cuarenta (40) empresas, de las cuales el 18% eran públicas y el 82% privadas.

Producción

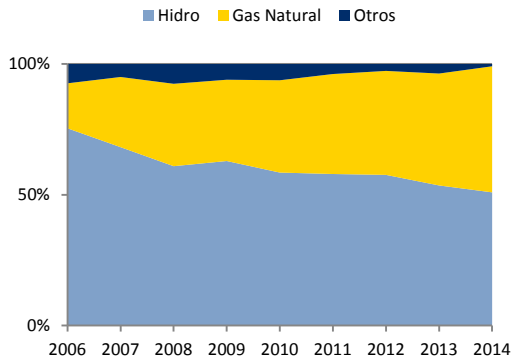
La producción eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de los sistemas aislados ha aumentado sostenidamente en los últimos años. En el año 2014, la producción total de energía eléctrica a nivel nacional totalizó 44,706 GWh, lo cual representó un aumento del 2.6% con respecto al año 2013 que fue de 43,561 GWh.

Respecto a la producción por tipo de sistema, el 93.4% fue generado por las empresas del SEIN mientras que el 6.6% por las empresas auto productoras y de sistemas aislados.

Por otro lado, respecto a la generación por tipo de tecnología, en el segundo semestre del 2014, la producción a base de tecnología hidráulica representó el 46% de la producción total nacional mientras que la producción termoeléctrica representó el 51%. El 3% restante fue generado a base de tecnología RER [1] (Recursos Energéticos Renovables). A la fecha, la producción RER se concentra en biogás, biomasa, cogeneración, solar y eólica [2].

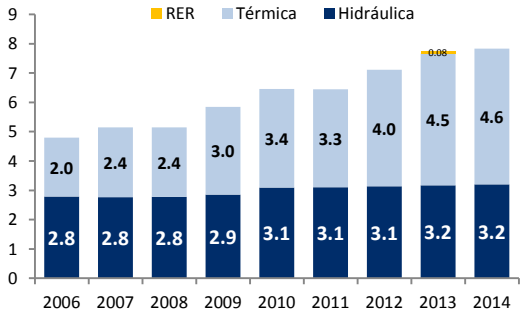
En comparación al segundo semestre del año 2013, la producción eléctrica proveniente de la generación hidráulica y termoeléctrica disminuyó en 2% y 3%, respectivamente.

Producción del SEIN por tipo de tecnología



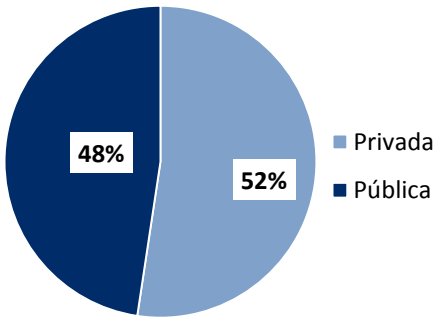
Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Potencia Efectiva del SEIN, en GW



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Empresas distribuidoras, II semestre – 2014, según tipo de propiedad



Total empresas distribuidoras: 21
Fuente: GART. Elaboración: GPAE-Osinergmin

En cuanto a la producción total del SEIN, la producción a base de tecnología hidráulica representó el 50.9% de la producción total en el 2014, aquella en base a gas natural el 48.2% y la producción en base a otras tecnologías (carbón, residual, diésel) el 0.9%. En comparación al año 2013, la producción basada en tecnología hidráulica y otras tecnologías disminuyó en 0.4% y 75%, respectivamente, mientras que aquella en base a gas natural aumentó en 18%.

Potencia Efectiva

En diciembre del 2014, la potencia efectiva [3] del SEIN alcanzó los 7,835 MW, aumentando en 1.12% respecto al mismo periodo del año 2013. Este incremento se dio debido a la incorporación de nuevas instalaciones al SEIN durante el 2014, destacando la puesta en operación comercial de la central hidroeléctrica Huanza (96.8 MW), la central termoeléctrica Fénix (570.1 MW), así como la reincorporación de la Planta Westinghouse en la central térmica de Santa Rosa (121 MW). Asimismo, al ingreso de 202.2 MW de generación con RER.

La potencia efectiva total, en diciembre del 2014, de las centrales térmicas e hidráulicas crecieron en 0.6% y 0.4%, respectivamente, mientras que la potencia de las centrales RER disminuyó.

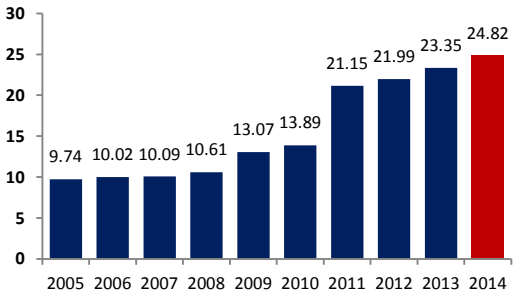
Del total de la potencia efectiva, el 57.7% fue térmica y el 42.3% hidráulica.

Transmisión y Distribución

Empresas de transmisión y distribución

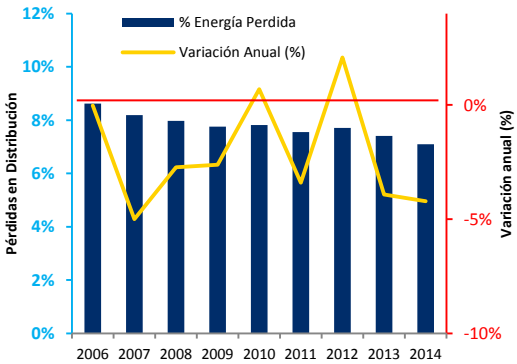
A diciembre del 2014, en la actividad de transmisión se contó con 12 empresas privadas pertenecientes al SEIN [4], tres (03) más en comparación al 2013. Asimismo, en distribución operaron veintiún (21) empresas, de las cuales el 48% fueron públicas y el 52% fueron privadas.

Longitud de líneas de transmisión (Miles de Km)



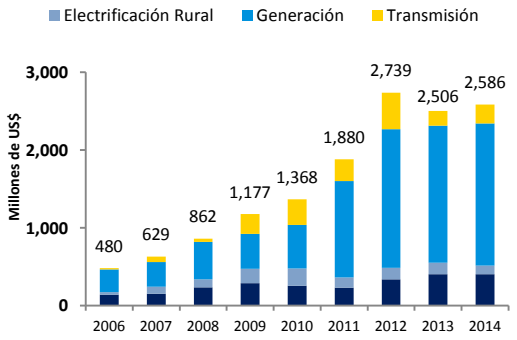
Fuentes: COES y GFE. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Pérdidas de energía en distribución, participación y variación anual



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Evolución de las inversiones ejecutadas



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Líneas de transmisión [5]

Durante el año 2014, se estima que se incorporaron 1,464 km de líneas de transmisión al SEIN, alcanzando un total de 24,816.7 km.

En este periodo se resalta la incorporación de la L.T. Trujillo Nueva – La Niña de 500 kV con un total de 327 km de líneas aproximadamente.

Pérdidas de energía

Debido a que en la operación de los sistemas eléctricos se generan pérdidas de energía [6], el total de la energía producida no llega a los consumidores finales.

Al término del 2014, en la etapa de distribución, las pérdidas representaron el 7.1 % de la energía entregada al sistema de distribución en media y baja tensión. Este porcentaje es menor en 4.2% en comparación al mismo período del año anterior. En el período de análisis, las empresas distribuidoras que tuvieron mayor porcentaje de pérdidas en relación a la energía recibida fueron Emsemsa (20%) y Emseusa (15.8%).

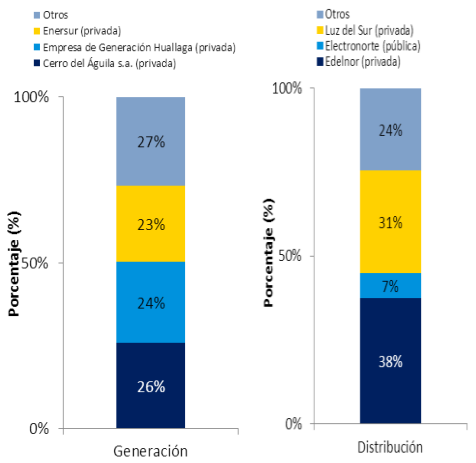
Inversiones

La inversión total ejecutada en el 2014 en el sector eléctrico alcanzó los US$ 2,585.6 millones, de los cuales el 92% corresponde a inversiones eléctricas, el 4% a inversiones no eléctricas [7] y el 4% restante a inversiones en electrificación rural.

Asimismo, del monto mencionado, la actividad de generación ejecutó US$ 1,829.3 millones (71%); el sector transmisión, US$ 244.0 millones (9%), y el sector distribución, US$ 401.3 millones (16%). Asimismo, el 89% de la inversión fue ejecutada por empresas privadas y el 11% por empresas públicas.

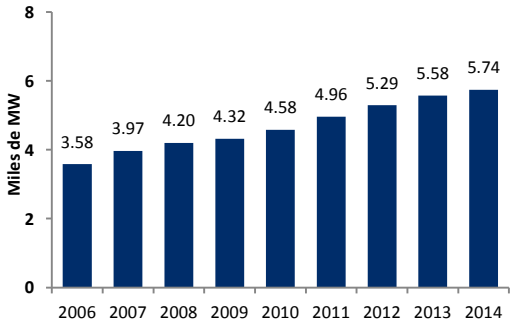
Respecto al año 2013, la inversión total en el sector eléctrico creció en 3.2%.

Inversión ejecutada durante el 2014, %



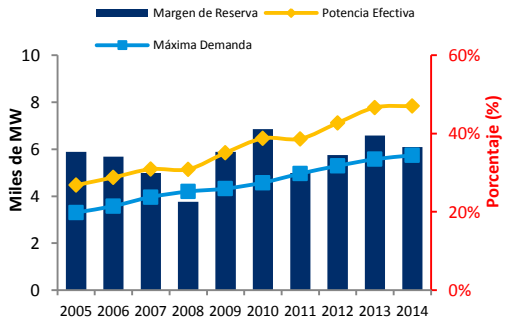
Inversión: US$1221.8 millones en generación y US$ 399.82 millones en Distribución.
Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Máxima Demanda



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Margen de Reserva Efectivo



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Entre las inversiones más importantes en la actividad de generación destacan la construcción de la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila a cargo de Kallpa Generación (US$ 316.8 millones), Chaglla a cargo de la Empresa de Generación Huallaga subsidiaria de Odebrecht (US$ 297.1 millones). Por otra parte, en la actividad de distribución, destacan las inversiones realizadas por Edelnor (US$ 150 millones), Luz del Sur (US$ 122.2 millones) y Electronorte (US$ 29.7 millones).

2. Demanda del sector eléctrico

Máxima Demanda

Al término del año 2014, la máxima demanda de potencia fue 5,737 MW (el 12 de nov. de 2014 a las 19:00 horas), mayor en 2.9% respecto a la reportada en el año 2013 (11 de dic. del 2013 a las 20:15 horas).

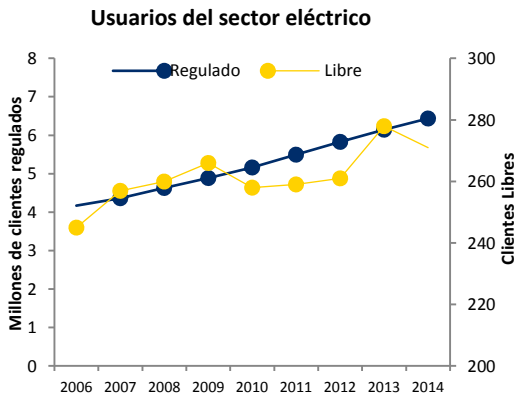
La máxima demanda fue atendida por la generación térmica en un 45.0%; por la hidráulica, en un 53.4%, y la restante por la producción en base a tecnología RER (1.6%).

Entre las empresas que participaron suministrando energía en la máxima demanda destacan: Edegel, con 21.41%; Enersur, con 15.9% y Electroperú, con 15.44%.

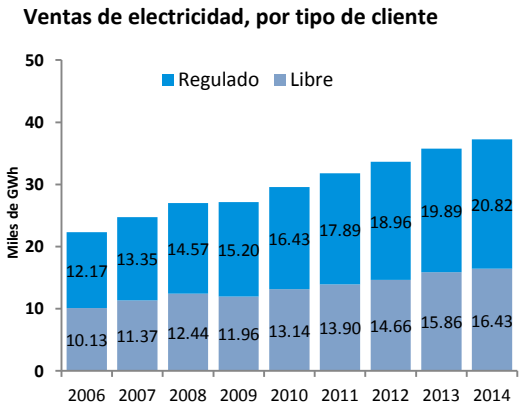
Margen de Reserva

La potencia efectiva y la máxima demanda mostraron una tendencia creciente en los últimos años. Un concepto asociado a estos términos es el margen de reserva efectivo que mide el porcentaje de potencia efectiva que excede a la máxima demanda [8].

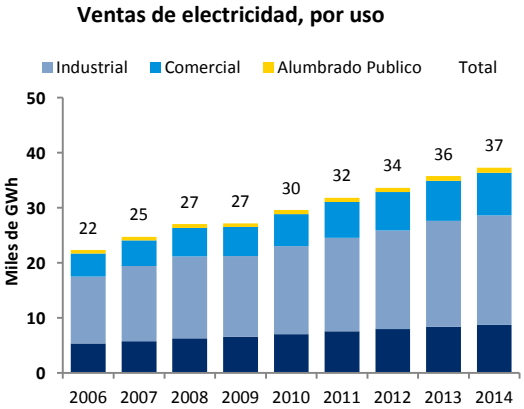
El margen de reserva efectivo durante el año 2014 fue 37%, 2 puntos porcentuales inferior al registrado en el año 2013. La disminución se debió a la caída en 0.8% de la potencia efectiva en comparación con la máxima demanda quien aumentó en 2.9%.



Fuente: SICOM-GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin



Fuente: SICOM-GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin



Fuente: SICOM-GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Usuarios

Los usuarios del sector eléctrico se clasifican en libres y regulados[9]. En el año 2014, el número de usuarios libres fue de 271, menor en 2.5% al registrado en el 2013 (278 usuarios libres). Los usuarios regulados fueron 6'438,635, registrando un crecimiento de 4.8% con respecto al año 2013 (6'145,654 usuarios regulados).

Al término del año 2014, de los 271 usuarios libres, el 21.0% se concentraron en alta tensión, el 24.0% en muy alta tensión y el 55.0% en media tensión. En cuanto a los usuarios regulados, casi el 100% se concentró en baja tensión.

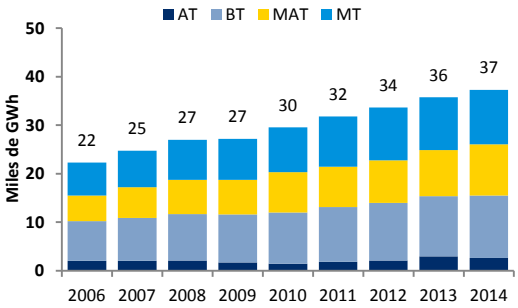
Ventas de electricidad

Al término del año 2014, las ventas de electricidad ascendieron a 37,253 GW.h, mayor en 4.2% respecto al mismo periodo del año previo. El 44% del total de las ventas se destinaron a los usuarios libres, mientras que el 56% restante a los usuarios regulados.

En el período de análisis, el sector industrial registró el mayor porcentaje de consumo (53.5%) de la energía vendida, seguido por el sector residencial (23.3%), comercial (20.7%) y el servicio de alumbrado público (2.4%).

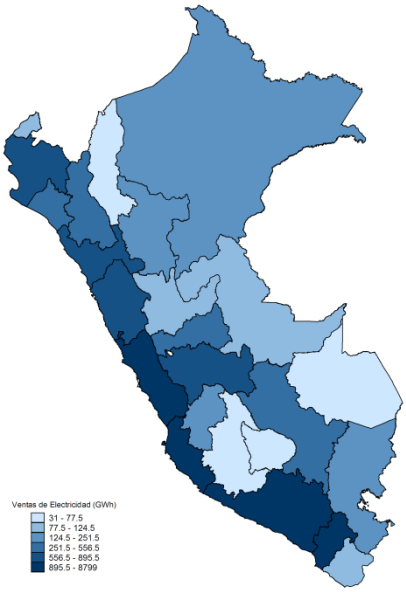
En comparación al 2013, las ventas al sector industrial aumentaron en 3.7%; al sector residencial en 3.7%, y al sector comercial en 5.9%. Con respecto al alumbrado público, las ventas registraron un incremento de 5.9%. .

Ventas de electricidad, por nivel de tensión



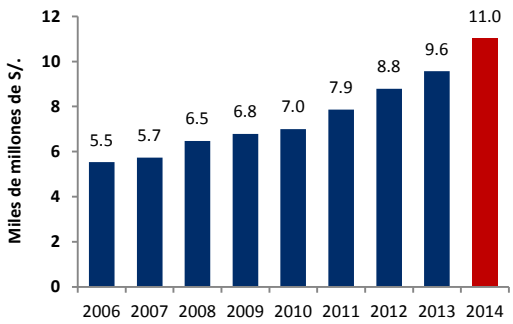
Fuente: SICOM-GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Ventas de electricidad, por región



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Ventas de electricidad



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Considerando las ventas de electricidad por nivel de tensión, el 34.5% de las ventas fueron en baja tensión, el 30.0% en media tensión, el 28.3% en muy alta tensión y el 7.1% en alta tensión. Al respecto, se destaca el aumento de las ventas en muy alta tensión (11.2%) y la disminución en alta tensión (11.1%) en comparación con el año 2013.

A nivel regional, en el 2014, las ventas de electricidad en Lima representaron el 48.4% de las ventas totales. Asimismo, Arequipa representó el 7.8%, Ica el 5.3%, Moquegua el 4.8% y La Libertad el 4.6%. La participación de estas regiones responde en parte a la existencia de importantes explotaciones mineras.

En cuanto al aumento de las ventas en comparación al mismo período del 2013, se observa un aumento de 46.7% en Junín, 13.6% en Arequipa, 13.1% en La Libertad, 11.3 en Ucayali, 10.6% en San Martín, 10.0% en Piura, 8.4% en Pasco, 6.7% en Ayacucho y 6.0% en Huánuco.

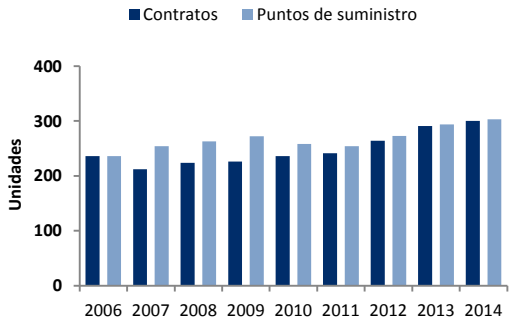
Facturación

A diciembre de 2014, la facturación del sector eléctrico alcanzó los S/. 11,028 millones, 15.3% superior al nivel facturado en el año anterior. Ello, debido al aumento de los precios medios [10] de electricidad (10.6%) y al mayor nivel de ventas de energía (4.2%).

Por otra parte, la facturación a usuarios libres representó el 30.6% de total y la de usuarios regulados el 69.4% restante. Se destaca la facturación de las empresas distribuidoras Luz del Sur (21.9%) y Edelnor (20.6%) que representaron los mayores porcentajes del total facturado.

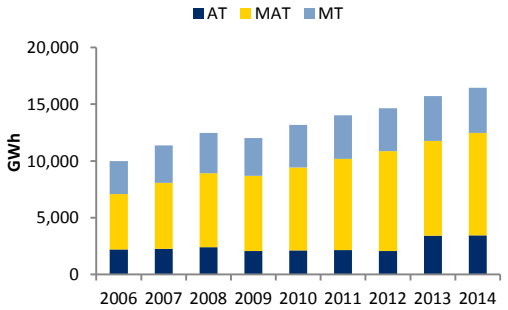
Las empresas generadoras y distribuidoras registraron el 24.9% y 75.1% del total facturado, respectivamente. Se destaca la facturación de Enersur (25.1%) entre las empresas generadoras, y de Luz del Sur (29.2%) entre las distribuidoras.

Número de puntos de suministro y contratos de usuarios libres



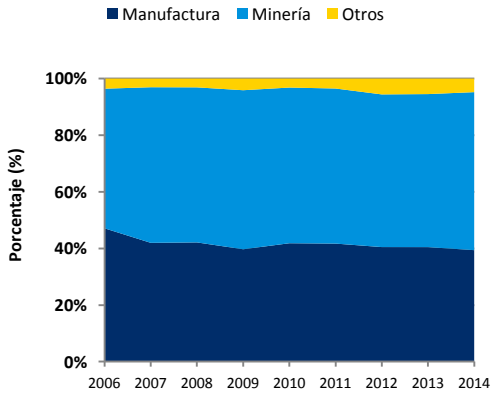
Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ventas a usuarios libres, por nivel de tensión



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ventas a usuarios libres, por tipo de actividad



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Usuarios libres

Puntos de suministro y contratos

Los usuarios libres tienen la posibilidad de contratar la energía libremente a las distribuidoras y generadoras mediante contratos [11]. En el 2014, el número de contratos de los usuarios libres fue 300, mientras que el número de puntos de suministro fue 303. El 41% de los contratos fueron suscritos con distribuidoras y el 59% con generadoras.

Ventas por nivel de tensión

En el 2014, las ventas a usuarios libres fueron de 16,459 GW.h, [12] mayor en 4.7% respecto al año anterior.

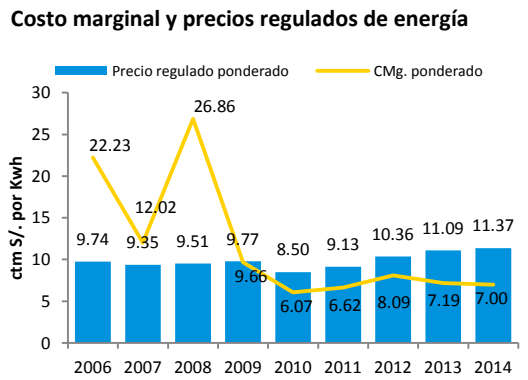
Las ventas a los usuarios libres en muy alta tensión representaron el 54.8% del total, en alta tensión el 20.9% y en media tensión el 24.3%. En el 2014, respecto del 2013, se destaca el aumento en 8.2% de las ventas en muy alta tensión y en 1.2% de las ventas en media tensión. Las ventas en alta tensión solo crecieron 0.1%.

Ventas por nivel de actividad

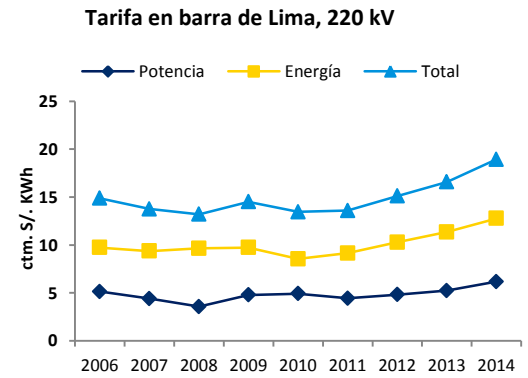
Al término del año 2014, de acuerdo al tipo de cliente por actividad económica, se observó que el 55.8% del total de ventas se destinaron a las actividades de minería, el 39.4% a la actividad de manufactura y el 4.8% restante para el comercio, construcción, entre otros.

Respecto al año 2013, la ventas al sector minería crecieron en 8.1% mientras que las ventas a las actividades de comercio, construcción y otros decreció en 8.5%. Las ventas destinadas al sector manufactura crecieron en 1.9%.

Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

3. Costos y Precios

Costos de operación del SEIN

Al término del 2014, los costos de operación fueron S/. 697 millones, menor en 19.7% a lo registrado en el año 2013.

Costo marginal y precio regulado

Desde el año 2009, el concepto que se emplea es el de costo marginal idealizado [13], el cual representa 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. Por otro lado, los precios ponderados regulados de energía [14] son los precios de generación que pagan los usuarios regulados.

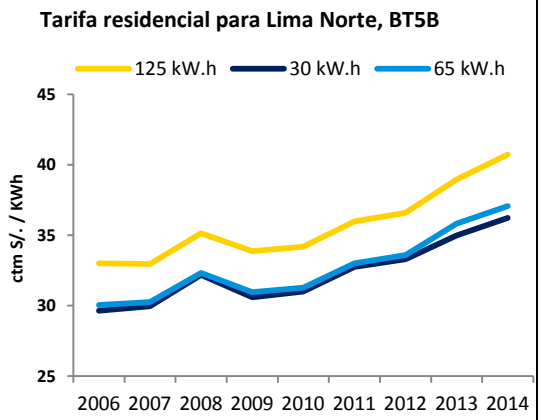
En el 2014, el costo marginal idealizado fue 7.0 ctm de S/. por KWh, menor en 2.7% respecto al año 2013

Asimismo, en el 2014, el precio ponderado regulado de energía fue 11.37 ctms de S/. por KWh. El precio ponderado regulado de energía aumentó en 2.6% respecto al año anterior.

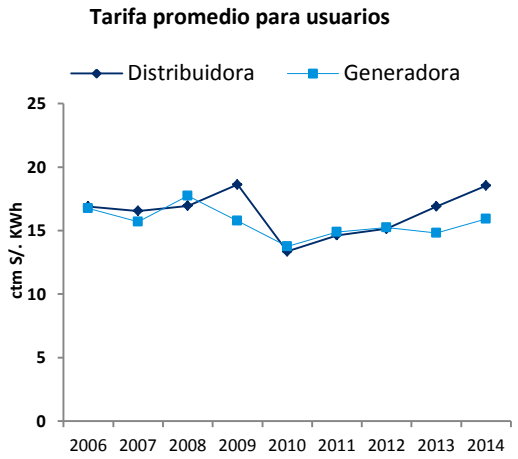
Tarifas en barra y residenciales

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

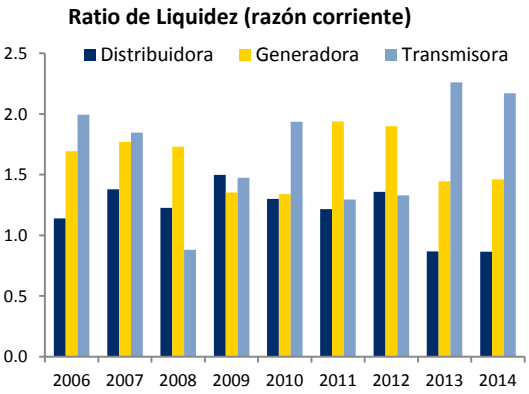
En el segundo semestre del 2014, la tarifa en barra de Lima (220 Kv) fue de 18.9 ctm de S/. por KWh, monto que aumentó en 14.2% respecto al año 2013 debido al aumento de los precios de potencia y energía en 17.9% y 12.5%, respectivamente.



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

A diciembre de 2014, las tarifas residenciales (ctm de S/. por KWh) [17] con un consumo promedio de 30, 65 y 125 KWh fueron 36.2 (creciendo en 3.5% con respecto al año 2013), 37.1 (3.5%) y 40.7 (4.5%), respectivamente.

Tarifas para usuarios libres

Las tarifas para los usuarios libres incluyen la facturación por energía y potencia [18]. Al término del año 2014, la tarifa promedio fue 17.2 ctm de S/. por KWh, mayor en 8.7% respecto a la tarifa registrada en el año 2013.

Considerando el tipo de actividad, la tarifa promedio cobrada por las empresas distribuidoras fue 18.5 ctm de S/. por KWh, mayor en 9.7% respecto al 2013. Por su parte, la tarifa promedio cobrada por las empresas generadoras fue 15.9 ctm de S/. por KWh, mayor en 7.4 % respecto al año 2013.

4. Indicadores financieros y mercado de valores [19]

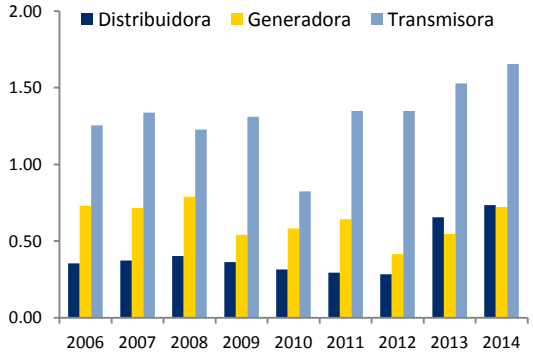
Indicadores financieros

Liquidez

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

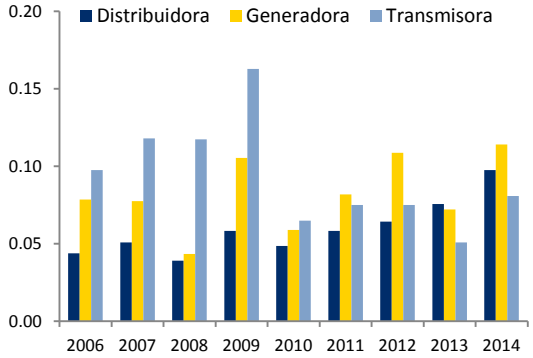
A diciembre del 2014, las empresas de transmisión registraron los mayores niveles de liquidez del sector, con un valor promedio de 2.2. Los mayores niveles fueron alcanzados por las empresas Eteselva (25.7) y Transmantaro (2.6). Por el contrario, las empresas de distribución mostraron los menores niveles de liquidez con un valor promedio de 0.9. Las empresas distribuidoras con mayor ratio de liquidez fueron Perú Micro Energía (17.1) y Adinelsa (11.4).

Radio de Solvencia, endeudamiento patrimonial



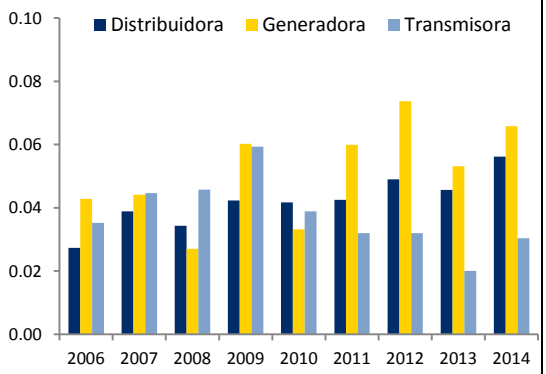
Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Rentabilidad, ROA



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Rentabilidad, ROE



Fuente: GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Solvencia

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

A diciembre del 2014, las empresas de transmisión presentaron los mayores niveles de endeudamiento patrimonial con un valor promedio de 1.7. Los mayores niveles registrados de este indicador fueron para las empresas trasmisoras Transmantaro (2.1) y Red de Energía del Perú (1.7).

Por otro lado, las empresas de generación mostraron los menores niveles de endeudamiento con un valor promedio de 0.72. Al respecto, las empresas distribuidoras Egasa (0.08) y Termoselva (0.1) fueron las que registraron los menores niveles de este indicador.

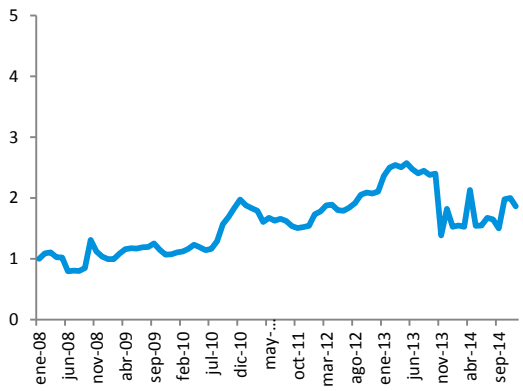
Rentabilidad

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).

A diciembre del 2014, las empresas generadoras mostraron los mayores niveles de ROA con un valor promedio de 0.11 destacando Termoselva (0.18) y Egenor (0.15). Las empresas distribuidoras y transmisoras tuvieron, en promedio, un ROA de 0.09 y 0.08, respectivamente.

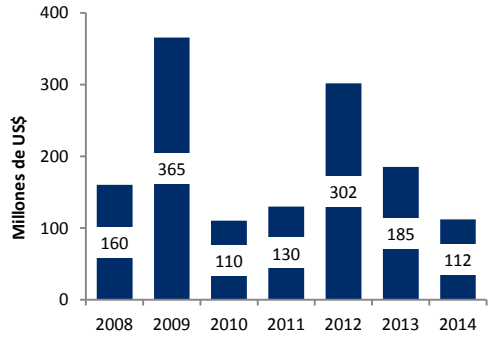
Respecto al ROE, las empresas generadoras mostraron los mayores niveles con un valor promedio de 0.07, destacando la empresa Egenor (0.25). Asimismo, las empresas distribuidoras registraron los menores niveles de ROE con un valor promedio de 0.03, donde la empresa Sersa obtuvo el mayor valor de dicho indicador (0.26).

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



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Monto de colocación de bonos corporativos por empresa, 2014 II



Fuente: SMV. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Monto de la colocación de bonos corporativos de las empresas del sector eléctrico (Millones)

Emisor	Monto S/.	Monto $	Plazo (años)	Tasa de interés
Edelnor	49	0	3	4.8%
Edelnor	100	0	5	5.8%
Edelnor	100	0	7	6.8%
Edelnor	60	0	9	6.3%
Edelnor	80	0	10	6.3%
Luz del Sur	85	0	8	7.4%
Luz del Sur	139	0	10	6.7%
Luz del Sur	143	0	15	6.9%
Red de Energía del Perú	0	20	7	3.8%
Total	756	20		

Fuente: SMV. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Evolución bursátil

La cotización bursátil se mide a través del índice bursátil [20] de las empresas del sector eléctrico que cotizan en la Bolsa Valores de Lima. A diciembre del 2014, el índice aumentó en 2.3% respecto al mismo mes del año anterior. Ello, debido a la mayor cotización bursátil de Empresa Eléctrica de Piura (88%), Edegel (20%), Hidrandina (28%), Luz del Sur (4%) y Enersur (3%).

Por otra parte, el valor bursátil de las acciones de las empresas Edegel, Enersur y Luz del Sur representaron el 34.4%, 24.8% y 21.6% del monto total registrado por las empresas del sector eléctrico, respectivamente.

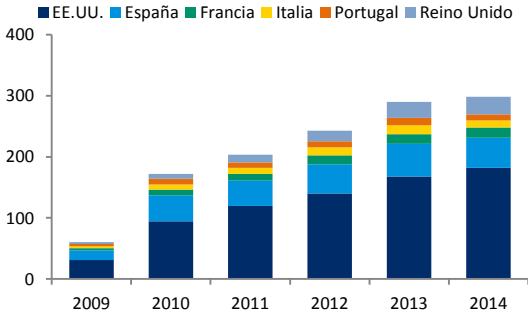
Colocación de bonos corporativos

En el segundo semestre del 2014, el monto de colocación de bonos corporativos de las empresas eléctricas fue US$ 112 millones, lo que significó una caída del 39.6% respecto al año 2013.

Asimismo, en el segundo semestre de 2014 la participación de los bonos corporativos de las empresas eléctricas con respecto al total de bonos corporativos colocados en el mercado de valores fue 9.59%, cifra menor a la participación de las empresas eléctricas en el mismo periodo del 2013 (37.1%), lo cual representa una disminución de 27.51% puntos porcentuales.

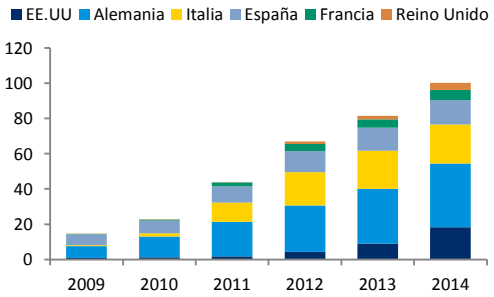
En relación al año anterior, Edelnor aumentó su emisión de bonos, además fue la empresa con mayor emisión de bonos colocados en soles en el 2014. Por su parte, Luz del Sur tuvo un aumento del 121.1%.

Generación de tecnología eólica en EE.UU y Europa (Miles de GWh)



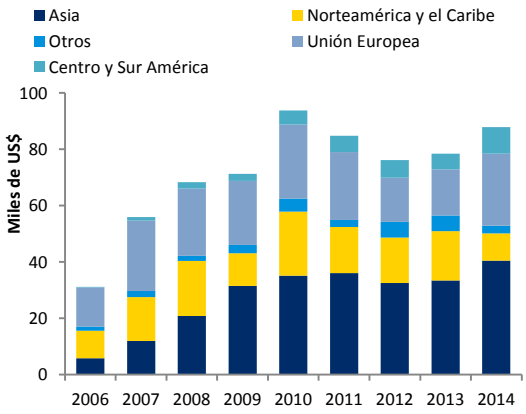
Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Generación de tecnología solar en EE.UU y Europa (Miles de GWh)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Inversión en tecnología eólica, por regiones



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

5. Contexto internacional

Generación eólica y solar

A diciembre del 2014, la generación eólica en Europa – considerando la información disponible de Francia, Italia, Portugal, España y Reino Unido – alcanzó los 116.4 mil GWh disminuyendo en 4.8% respecto al año 2013. Italia, Portugal y España registraron una generación eólica menor, con respecto al 2013, en 20.3%, 18.1% y 7.4%, respectivamente. Por el contrario, Reino Unido y Francia tuvieron un aumento de 10.4% y 3.3%. A su vez en los Estados Unidos la generación eólica alcanzó los 181.8 GWh lo que representó un incremento de 8.4% con respecto al año 2013.

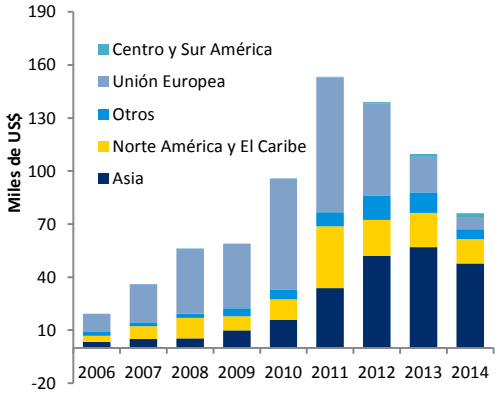
Por otro lado, la generación de energía eléctrica en base a tecnología solar en Alemania, Italia, España, Francia y Reino Unido alcanzó los 81.994 mil GWh, representando un incremento de 13.2% con respecto a la producción del año 2013. Reino Unido fue el país que más aumentó su producción con 103.6%, seguido de Francia (24.8%), Alemania (16.3%), Italia (4.4%) y España (3.3%). Mientras que en los Estados Unidos la producción fue de 18,321.5 GWh, monto superior en 102.8% a la generación del año 2013.

Inversiones en tecnología eólica y solar

Las inversiones en energía eólica a nivel mundial alcanzaron los US$ 87.8 mil millones. De este monto, el 46.1% corresponde a inversiones realizadas en la región de Asia, seguidas por la Unión Europea, Norteamérica y el Caribe, Centro y Sudamérica con 29.1%, 11.0% y 10.8%, respectivamente. El 3.1% restante de las inversiones se reparte entre África, Medio Oriente y los países europeos no pertenecientes a la Unión Europea y Oceanía.

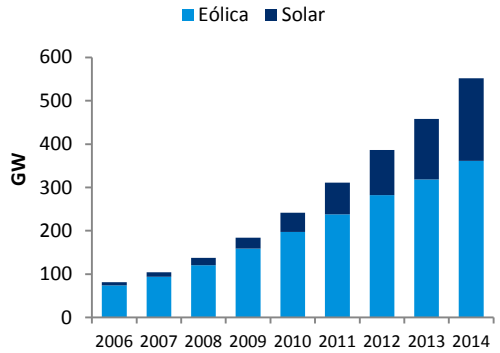
Comparando con las inversiones del 2013, la inversión total en energía eólica registró un aumento de 12.1%. Esto fue explicado por el incremento de inversión en las regiones de Centro y Sur América (71.6%), en la Unión Europea (56.3%) y en Asia (21.3%). Sin embargo, las inversiones decrecieron en 45.2% en las regiones de Norteamérica y el Caribe.

Inversión en tecnología solar, por regiones



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Potencia instalada eólica y solar en el mundo



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Por otro lado, la inversión en proyectos de energía solar a nivel mundial alcanzó los US$ 76.1 mil millones en el 2014. La región con mayor participación en las inversiones en el período fue Asia (US$ 47.7 mil millones), representando el 62.7% de la inversión total seguido por las regiones de Norte América y el Caribe (18%) y la Unión Europea (9.0%). Finalmente, el 10.2% restante corresponde a la inversión realizada en África, América Central y del Sur, Medio Oriente, países europeos no pertenecientes a la Unión Europea y Oceanía.

En comparación con el año 2013, las inversiones en tecnología solar decrecieron en 65.9% en la Unión Europea, mientras que aumentaron en la región Centro y Sur América en 45.5%.

Potencia instalada de centrales eólicas y solares

Al 2014, la potencia instalada de las centrales solares y eólicas en el mundo fue 551,837 MW; de los cuales 360,955 MW (65.4%) corresponden a centrales eólicas y 190,882 MW (34.6%) a las solares. Asimismo, durante el periodo 2006-2014 la tasa de crecimiento promedio anual de potencia instalada de las centrales solares fue de 47.9% y de las eólicas 22.4%.

Resumen de indicadores del sector eléctrico (2012- 2014)

Variables	Detalles	Unidades	2012	2013	2014
Cobertura	Cobertura*	%	87.2	90.3	92.0
	Nº Clientes	Miles	5,828.4	6,146.1	6,438.9
	Ventas de Energía	GWh	33,621	35,719	37,248
	Facturación	Millones S/.	8,795	9,562	11,023
	Máxima Demanda SEIN	MW	5,291	5,575	5,737
	Potencia Instalada Efectiva	MW	7,117	7,749	7,835
	Participación Gas Natural	% (Capacidad)	56.0	58.0	59.2
		% (Producción)	39.7	42.7	48.2
Agentes	**Empresas**				
	Generación**	Cantidad	32	37	44
	Transmisión	Cantidad	8	9	12
	Distribución	Cantidad	21	21	21
	Centrales generadoras				
	Hidráulicas	Cantidad	35	35	36
	Termoeléctricas	Cantidad	24	25	22
	Diésel		5	5	5
	Residual		7	7	4
	Gas Natural		11	12	12
	Carbón		1	1	1
	RER	Cantidad	19	21	27
	Biomasa		1	1	1
	Hidráulica***		12	14	16
	Solar		4	4	5
	Bagazo		2	2	2
	Eólica		0	0	3
Eficiencia	Pérdidas de Energía -Distribución	%	7.7	7.4	7.1
	Pérdidas de Energía SPT****	%	4.3	4.3	3.8
Rentabilidad	**Total Sector Eléctrico (promedio)**				
	ROA	%	8.3	6.6	9.7
	ROE	%	4.9	4	5.1
	Generadoras				
	ROA	%	10.9	7.2	11.4
	ROE	%	7.4	5.3	6.6
	Transmisoras				
	ROA	%	7.5	5.1	8.1
	ROE		3.2	2	3
	Distribuidoras				
	ROA	%	6.4	7.6	9.7
	ROE	%	4.9	4.6	5.6
Facturación	Generadoras	%	25.4	26.1	25.8
	Distribuidoras	%	74.6	73.9	74.2
Participación Privada	Generación	% (Capacidad)	76.0	82.0	81.5
	Transmisión	% (Kms. líneas)	100	100	100
	Distribución SEIN	% (Ventas)	41.0	68.0	67.24

*Coeficiente de electrificación nacional (MEM)
**Se considera 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 anual publicada por el COES por lo que el dato tiene periodicidad anual.
Fuentes: GRT-Osinergmin, COES, MEM e INEI.
Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Notas

[1] Según el Decreto Legislativo N° 1002 se considera como Recursos Energéticos Renovables (RER) a las mini centrales hidráulicas con 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.

[2] Hasta el año 2014, se han llevado a cabo tres procesos de subastas RER (2009, 2011 y 2013). 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. En la segunda subasta se adjudicó un total de 210 MW, a un precio de 7.8 ctv. US$ por KWh. Mientras que en la tercera se adjudicó 204.7 MW a un precio promedio de 5.66 ctv. US$ por KWh.

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

[4] Para el presente reporte se considera a las empresas de transmisión según el listado de integrantes del COES.

[5] 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).

[6] 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. Ver Suriyamongkol, D. (2002), *Non-Technical Losses in Electrical Power Systems*, Tesis de Maestría, Ohio University, Estados Unidos, pág. 85. Las pérdidas no técnicas, por su naturaleza, suelen presentarse en las 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.

[7] Inversiones no eléctricas: inversiones en infraestructura y equipamiento que se requiere para la prestación del servicio de distribución eléctrica, excluyéndose las inversiones en instalaciones eléctricas (Resolución OSINERG N° 329-2004-OS/CD, pág. 7).

[8] El margen de reserva efectivo se define de la siguiente manera: Margen de reserva efectivo= [(Potencia Efectiva – Máxima Demanda) / 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 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 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 promedio ponderado de los precios de las licitaciones efectuadas al amparo de la Ley N° 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 un cargo destinado al Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) -si es que el consumidor final excede los 100 KWh de su consumo mensual.

[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, solvencia y 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 1° 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 sol
Ctv.	:	Centavos de dólares americanos
COES	:	Comité de Operación Económica del Sistema
GPAE	:	Gerencia de Políticas y Análisis Económico
GRT	:	Gerencia de Regulación de Tarifas
GW	:	Gigawatt
GWh	:	Gigawatt-hora
Km	:	Kilómetro
Kv	:	Kilovatio
KWh	:	Kilowatt-hora
L.T.	:	Línea de transmisión
MW	:	Megawatt
MEM	:	Ministerio de Energía y Minas
MWh	:	Megawatt-hora
PBI	:	Producto Bruto Interno
RER	:	Recursos Energéticos Renovables
ROA	:	*Return on assets* (retorno sobre los activos)
ROE	:	*Return on equity* (retorno sobre el patrimonio)
S/.	:	Soles
SEIN	:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SCT	:	Sistema Complementario de Transmisión
SGT	:	Sistema Garantizado de Transmisión
SMV	:	Superintendencia del Mercado de Valores
SPT	:	Sistema Principal de Transmisión
SST	:	Sistema Secundario de Transmisión
US$	:	Dólares norteamericanos

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin
Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE
Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico, Año 3 – N° 6 – Diciembre 2015

Alta Dirección

Jesús Tamayo Pacheco	Presidente del Consejo Directivo
Julio Salvador Jácome	Gerente General

Equipo de Trabajo de la GPAE que preparó el Reporte

Arturo Vásquez Cordano	Gerente de Estudios Económicos
Carlo Vilches Cevallos	Economista
Edison Chávez Huamán	Analista Económico Sectorial
Thais Chávez Porta	Pasante

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico del Osinergmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad del Osinergmin, a menos que se indique lo contrario.

Citar el reporte como: *Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico*, Segundo Semestre del 2014, Año 3 – N° 6 – diciembre 2015. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú.

Osinergmin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en los artículos del reporte pertenecen a sus autores. La información contenida en el presente reporte se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinergmin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimados representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente indicador de resultados futuros. Este reporte no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.

Copyright © Osinergmin – GPAE 2015