

Editorial

En este documento se hace una presentación sobre la Subasta de Recursos Energéticos Renovables conectadas al SEIN. Adicionalmente, se muestra el contexto actual de generación RER en el SEIN, el desarrollo de dichas Subastas y Perspectivas futuras (Cuarta Subasta RER).

Asimismo, como parte de esta publicación, se presenta información importante respecto a las tarifas, producción y la situación económica-financiera del mercado eléctrico peruano.



Fuente: Central solar Solarpack

Contenido

Editorial	1	Información Estadística del Sector Eléctrico...	18
Artículo Técnico: Subasta de Recursos Energéticos Renovables conectadas al SEIN.....	2	Pérdida de Energía en los Sistemas Eléctricos de Distribución.....	26
Resoluciones Tarifarias.....	13	Situación Económica y Financiera de las Empresas de Electricidad al 31/12/2015....	29
Evolución de Tarifas de Electricidad	16	Noticias	34

Subasta de Recursos Energéticos Renovables conectadas al SEIN

I. Introducción

El Decreto Legislativo N°1002 (DL-1002) aprobado en mayo del año 2008 establece la promoción y aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER), mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad, por cuanto declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER, considerando para ello a los recursos energéticos tales como biomasa, eólica, solar, geotérmico, mareomotriz e hidráulica menor igual a 20 MW. En el referido decreto también se establece la obligación de Osinergmin de subasta y la asignación de primas para proyectos RER según los lineamientos fijados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Posteriormente en marzo de 2011 se aprobó el Nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (Reglamento RER) en reemplazo del reglamento original aprobado en octubre de 2008, con la finalidad de establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL-1002.

En cumplimiento de la normativa antes citada, se llevaron a cabo cuatro (4) Subastas de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (Subasta RER), conforme se detalla en el Cuadro N° 1.

Cuadro 1

SUBASTA RER	FECHA DE ADJUDICACIÓN
Primera	Primera convocatoria: 12 de febrero de 2010 Segunda Convocatoria: 23 de julio del 2010
Segunda	23 de agosto del 2011
Tercera	12 de diciembre del 2013
Cuarta	16 de febrero del 2016

El presente artículo tiene por objetivo mostrar las principales incidencias respecto del desarrollo y resultados de las cuatro Subastas RER, a la vez que describe la situación actual del mercado de energías renovables en el país.

II. Contexto actual de generación RER en el SEIN

Actualmente se encuentran en operación 28 centrales RER conectadas al SEIN, como resultados de las cuatro Subastas RER realizadas desde la aprobación de la norma, los cuales se distribuyen en:

- 16 pequeñas centrales hidroeléctricas
- 04 centrales eólicas
- 05 centrales solares
- 03 centrales biomasa.

El DL-1002 estableció un porcentaje límite objetivo de hasta 5% de generación de electricidad debe ser suministrado con centrales RER (sin contabilizar hidroeléctricas) para cada uno de los años del primer quinquenio (2008-2013), objetivo que hasta la fecha no ha sido fijado para el segundo quinquenio (2013-2018); por cuanto, se entendería que el objetivo inicialmente fijado sigue vigente.

Considerando lo anterior, es importante conocer cuánto del consumo nacional actual es abastecido por generación RER, así tenemos que en términos de energía la generación RER (sin hidroeléctricas) para el año 2015 representa solo un 2,1% de la generación total del SEIN, siendo este porcentaje muy inferior al establecido como límite objetivo, el detalle se muestra en el Cuadro N°2.

Cuadro 2

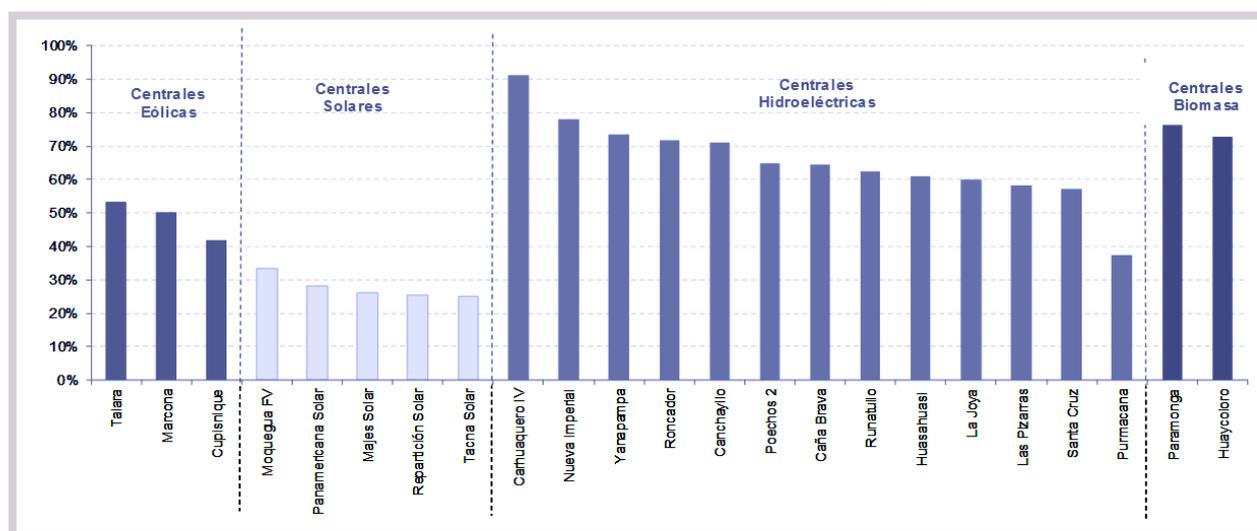
	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA GENERADA (GWh)
SEIN	10 150	9 614	44 540
RER	423	409	1 765
% de participación	4,2%	4,3%	4,0%
RER (sin hidro)	273	262	938
% de participación	2,7%	2,7%	2,1%

Fuente: COES
Elaboración propia

Asimismo, en términos de potencia instalada y efectiva las centrales RER a diciembre de 2015 representan aproximadamente 2,7 % del total respectivamente.

Por otro lado, una forma de mostrar el performance de las centrales RER actualmente en operación es mediante sus correspondientes factores de planta (f.p). Como se aprecia en el Gráfico N°1, los factores de planta en el año 2015 para las centrales eólicas oscila entre 40 - 50%, solares entre 25 - 32% y biomasa 70 - 80%.

Gráfico 1. Factor de Planta Anual Centrales RER 2015



Fuente: COES
Elaboración propia

Nota: A diciembre 2015 la Central Eólica Tres Hermanas aún no ingresaba en Operación Comercial (POC 11.03.2016)

En cuanto a las pequeñas centrales hidroeléctricas, se aprecia factores de planta variados y no necesariamente relacionados con el tamaño de la planta. En el caso específico de C.H. Carhuauquero IV se tiene un f.p de 90%, mientras que para el resto de centrales hidroeléctricas sus factores de planta oscila entre 60 y 80%.

III. DESARROLLO DE LA SUBASTAS

De acuerdo con la normativa vigente, los actores que participan en el desarrollo de las Subastas RER son:

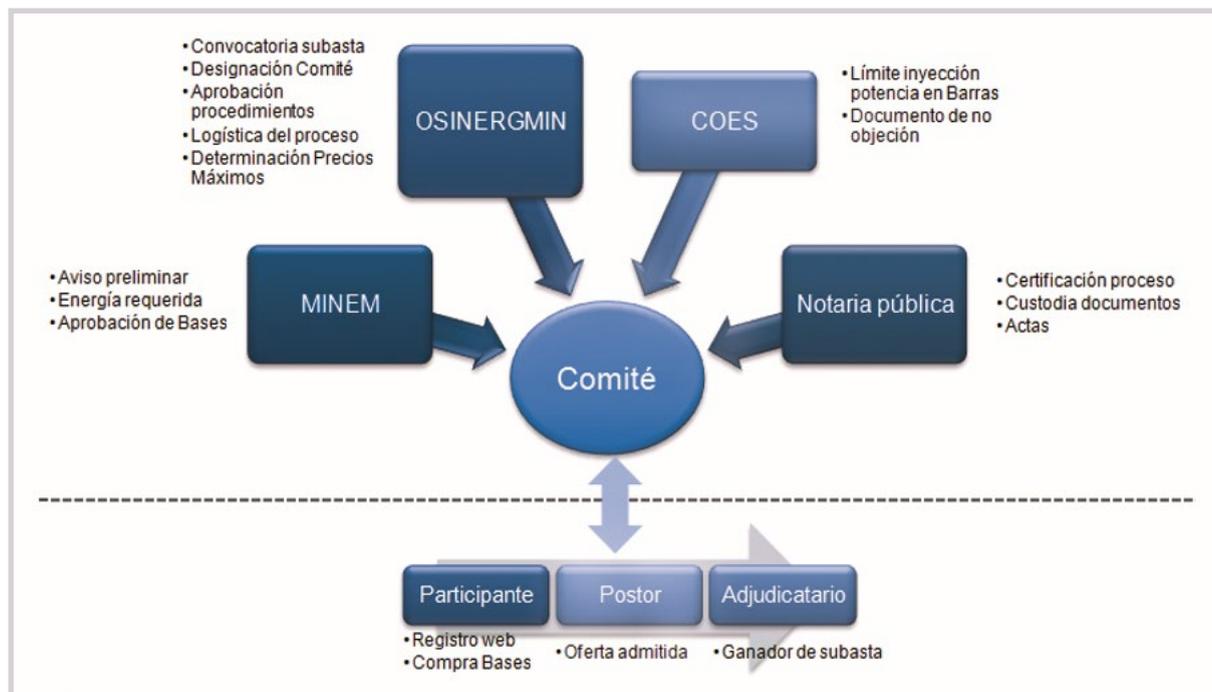
- Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

- Osinergmin
- COES
- Empresas Participantes.

Para la conducción de los procesos de Subasta, se nombra en cada oportunidad un Comité, el cual está Integrado por tres miembros titulares: dos (02) de Osinergmin y uno (01) del MINEM; así como tres miembros suplentes: dos (02) de Osinergmin y uno (01) del MINEM.

En el Gráfico N° 2 se describe las funciones que cumplen cada de estos actores y del Comité.

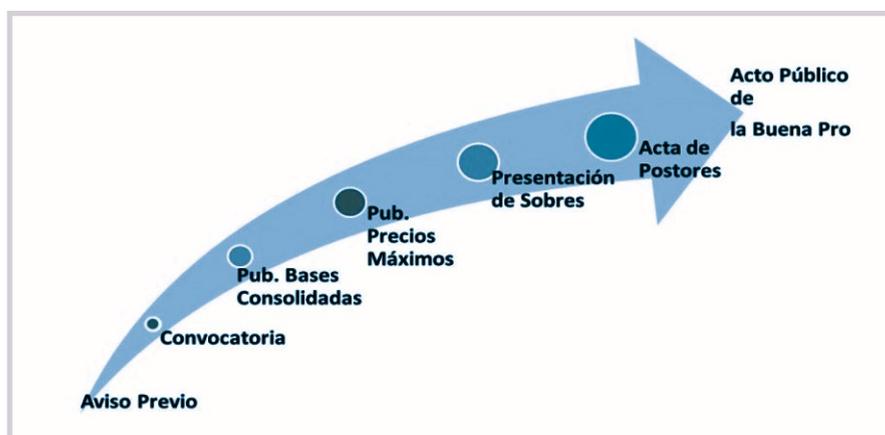
Gráfico N° 2



Fuente: Osinergmin

El proceso de subasta inicia con el Aviso Previo que realiza el MINEM y culmina con el Acto Público de Buena Pro (Adjudicación). Luego de la adjudicación se tienen un plazo para la fecha de cierre del proceso, donde se suscriben los contratos entre los representantes de las empresas adjudicadas y el MINEM como representante del estado. En el Grafico N° 3 se presente en forma cronológica los principales hitos del proceso de subasta.

Gráfico 3



El desarrollo de las Subastas RER, se realiza con los mecanismos y lineamientos aprobados en las Bases Consolidadas de cada Subasta. A manera de referencia, en el Cuadro N° 3 se presentan los principales lineamientos considerado para la Cuarta Subasta RER.

Cuadro 3: Principales lineamiento de Bases Consolidadas

Bases Consolidadas - Cuarta Subasta RER	
Requerimiento	>Requerimiento por tecnología: eólica, solar, biomasa e hidroeléctricas <=20 MW (*)
Adjudicación	>1era y 2da Ronda: Biomasa, Eólica y Solar >Única Ronda: Hidroeléctrica
Precio Máximo	Revelado (**)
Declaración Jurada	Adicionalmente se solicitó las siguientes declaraciones juradas: > Reconocimiento expreso del carácter no modificable de la fecha de Término del Contrato. > Declaración jurada de acreditación de experiencia mínima de 02 años en generación eléctrica, acreditación propia o consorcio o asociación de participantes. En caso de consorcio, incluir declaración de compromiso irrevocable de mantener el consorcio por al menos tres año, ocurrida la POC real.
Carta de No Objeción	>Documento de No Objeción emitido por el COES (cuando corresponda) cuando la oferta acumulada exceda la máxima inyección en dicha barra.
2da Ronda	> La energía requerida para 2da ronda será la suma de la energía remanente no cubierta en la primera ronda (a excepción de la energía remanente hidroeléctrica). > Solo participan en segunda ronda, ofertas que no se han adjudicado total o parcialmente en la primera ronda. > El precio ofertado en segunda Ronda, no podrá ser mayor al precio ofertado en primera ronda. > El sobre de oferta para la Segunda Ronda se entrega previamente
Fecha de Término de Contrato	> 31 de diciembre del 2038 (***)
Conexión al SEIN	> COES publicó la máxima capacidad adicional aceptable en barra del SEIN (Eólica y Solar Fotovoltaica)
Reducción de Energía	> A partir del segundo año desde la fecha real POC, el concesionario podrá solicitar por única vez al MINEM la reducción de su energía adjudicada en no más del 15%.

(*) Corresponde a 125 GWh Res. Forestales, 125 GWh Res. Agrícolas, 31 GWh Res. Urb. Incineración, 31 GWh Res.Urb.Biogás

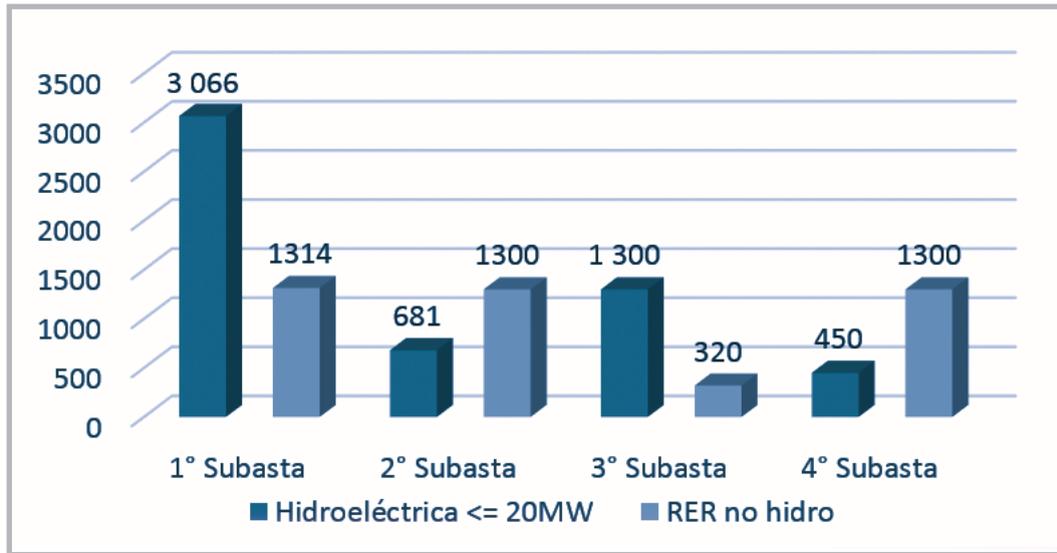
(**) Publicará los precios 15 días anteriores a la fecha de presentación de ofertas

(***) Fecha hasta la cual se garantiza al Concesionario la Tarifa de Adjudicación

IV. SUBASTAS REALIZADAS

La normativa establece que cada 02 años el MINEM convocará a subasta para la promoción de nueva generación RER, por lo que se han llevado a cabo cuatro (4) Subastas RER desde el año 2009 hasta el 2015, en los cuales los requerimientos de energía han sido muy variados para el caso de pequeñas hidroeléctricas y similares para el caso de energías no convencionales (a excepción de la tercera subasta RER donde el requerimiento fue únicamente para la tecnología biomasa), conforme se presenta en el Gráfico N° 4.

Gráfico N°4. Requerimiento (GWh/año)



Los resultados de las cuatro Subastas RER han permitido la adjudicación de 64 proyectos con tecnología eólica, solar, biomasa y pequeña hidroeléctrica, conforme se presentan en el Cuadro N° 4.

Cuadro 4

Tecnología	Proyecto	Capacidad (MW)	Precio Monómico	Factor de Planta (%)	Subasta
Biomasa	Paramonga	23,00	52,00	57,10	Primera
Biogas	Huaycoloro	4,40	110,00	73,40	Primera
	La Gringa V	2,00	99,90	80,00	Segunda
	C.T. Biomasa Callao	2,00	77,00	83,00	Cuarta
	C.T. Biomasa Huaycoloro II	2,00	77,00	83,00	Cuarta
Eólica	Mrcona	32,00	65,50	52,90	Primera
	Cupisnique	80,00	85,00	43,00	Primera
	Talara	30,00	87,00	46,00	Primera
	Tres Hermanas	90,00	69,00	52,70	Segunda
	C.E. Parque Nazca	126,00	37,83	52,00	Cuarta
	P.E. Huambos	18,00	36,84	54,00	Cuarta
	P.E. Duna	18,00	37,79	51,00	Cuarta
Solar	Panamericana	20,00	215,00	28,90	Primera
	Majes	20,00	222,50	21,50	Primera
	Repartición	20,00	225,00	26,90	Primera
	Tacna	20,00	223,00	21,40	Primera
	Moquegua	16,00	119,90	30,50	Segunda
	C.S. Rubí	144,48	47,98	33,00	Cuarta
	Intipampa	40,00	48,50	31,00	Cuarta
Pequeñas Hidro	17 plantas	179,70	-60,00	-80,00	Primera
	7 plantas	102,00	-53,60	-80,00	Segunda
	15 plantas	204,70	-56,50	-80,00	Tercera
	6 plantas	79,66	-46,48	-80,00	Cuarta
	Total	1 273,94			

Asimismo, en los Gráfico N° 5 y 6 se muestra la evolución tanto de la energía requerida, energía ofertada y energía adjudicada de las cuatro (4) subastas RER, los gráficos muestran el importante incremento de oferta de proyectos RER logrados con el mecanismo de subasta.

Gráfico N° 5: Energía adjudica Subastas RER (Eólica, Solar y Biomasa)

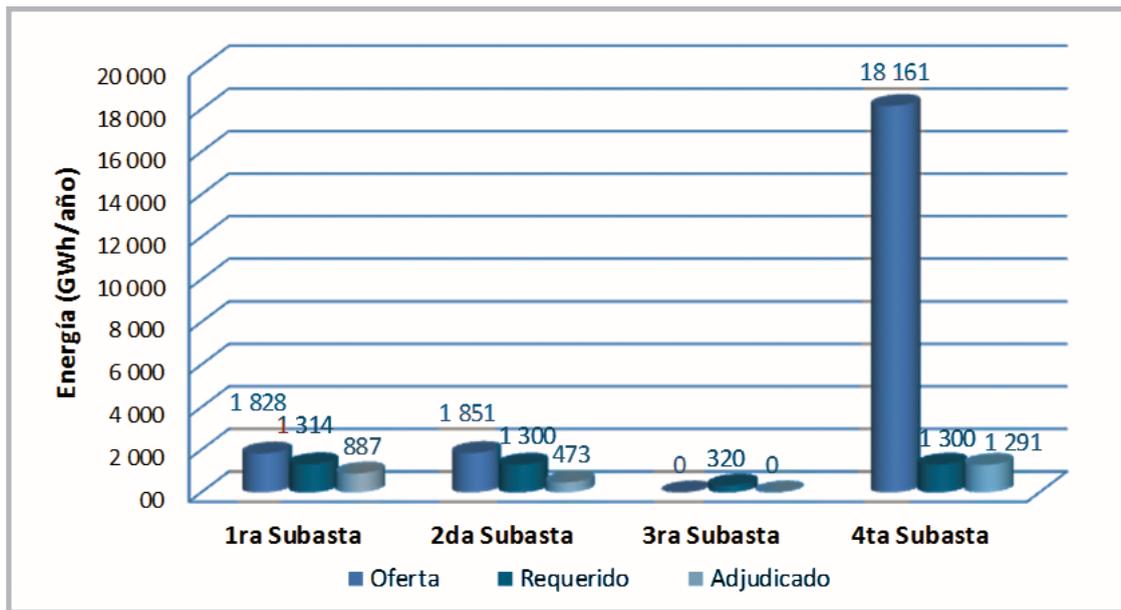
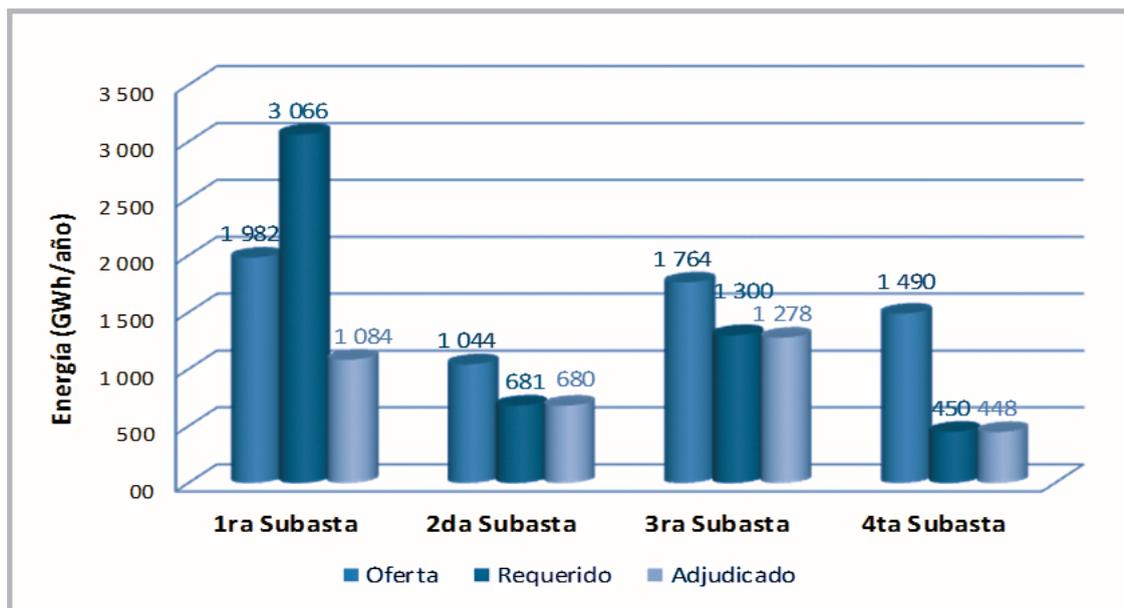
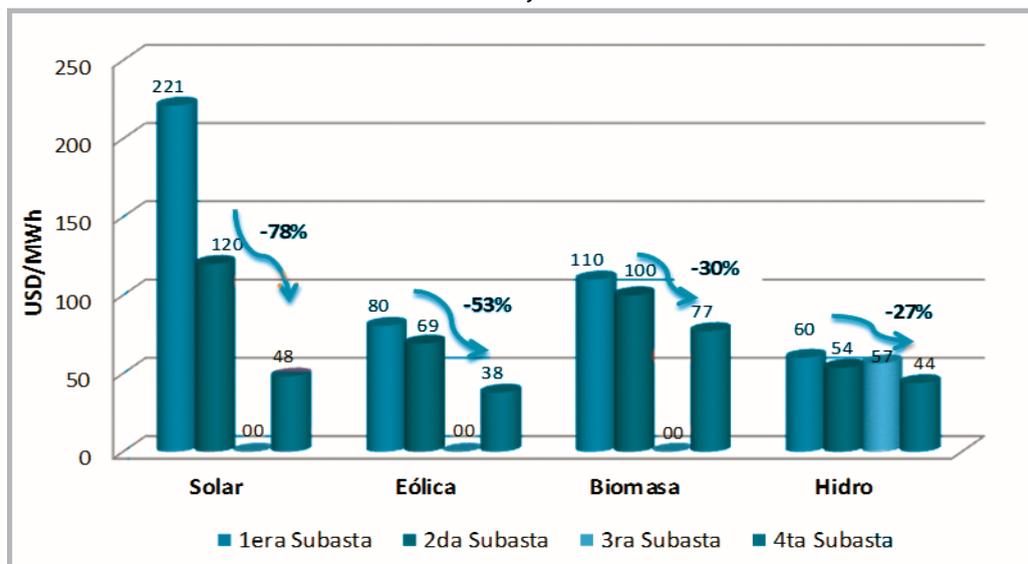


Gráfico N° 6: Energía adjudica Subastas RER (Pequeñas Hidroeléctricas)



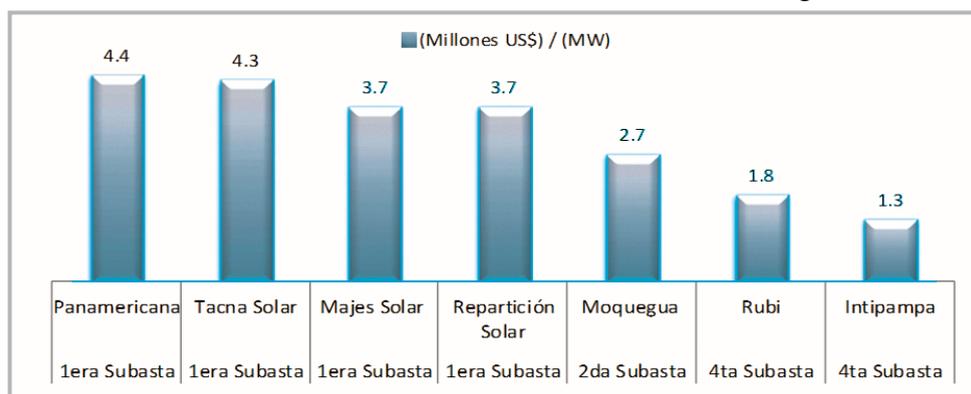
En el Gráfico N°7 muestra los precios adjudicados por tecnología de las cuatro (4) Subastas RER realizadas hasta la fecha, en el cual se aprecia una reducción considerable de precios respecto de la primera y segunda Subasta RER lo que da cuenta de la reducción de los costos de inversión e innovación tecnológica, y de los logros alcanzados con el mecanismo de subasta ante una gran oferta de proyectos. Como se aprecia la mayor reducción de precios adjudicados se dio para la tecnología solar, ya que representa una reducción 78%, seguido de la tecnología eólica el cual se redujo en un 53%, ambos respecto de la primera subasta.

Gráfico N° 7: Precios adjudicados Subastas RER



Asimismo, los siguientes gráficos muestran el costo de inversión por unidad de potencia (MW) de los proyectos solares y eólicos adjudicados en las diferentes subastas, los gráficos dan cuenta de la reducción de costos de inversión, con mayor énfasis de las tecnología solar, pasando de 4,4 millones/MW en la primera subasta (año 2010) a un promedio de 1,6 millones/MW en la cuarta subasta (año 2016) lo cual representa una reducción de alrededor 65%.

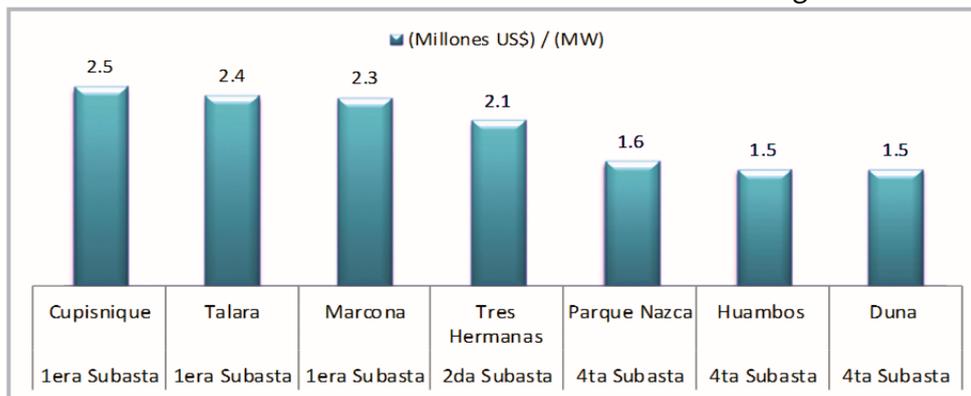
Gráfico N° 8: Costo de Inversión Subastas RER – Tecnología Solar



Nota: montos de inversión según información declarada de las empresas

En el caso de los proyectos eólicos los costos de inversión pasaron de 2,5 millones/MW en la primera subasta a un promedio de 1,5 millones /MW en la cuarta subasta, lo que representa una reducción del 40%.

Gráfico N° 9: Costo de Inversión Subastas RER – Tecnología Eólica



Nota: montos de inversión según información declarada de las empresas

V. Perspectivas Futuras – Cuarta Subasta RER

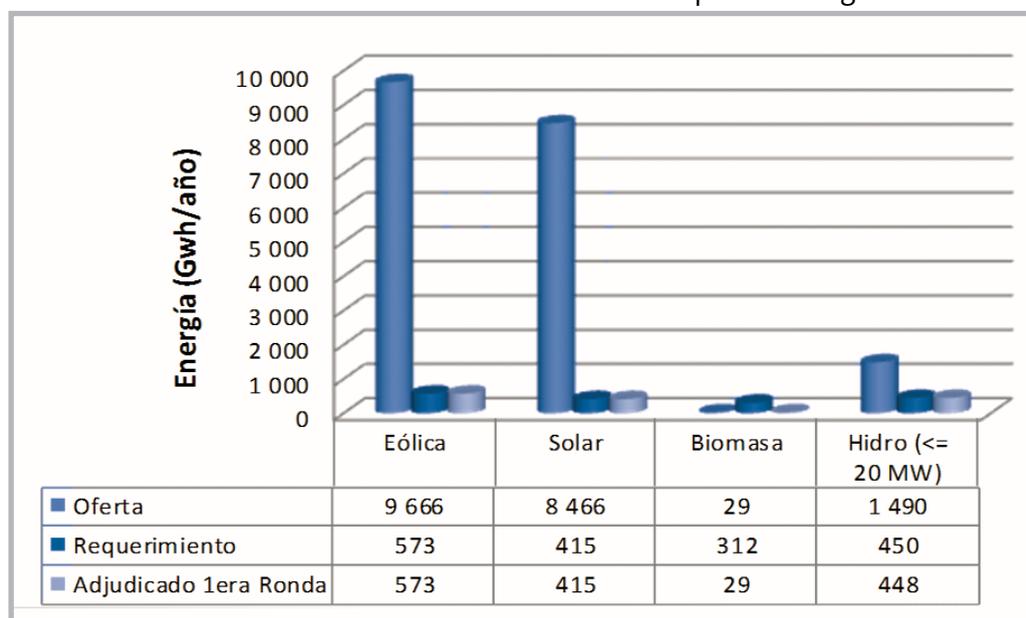
En la Cuarta Subasta RER, de los 113 participantes registrados mediante la web de Osinergmin, 111 fueron calificados como postores al haber subsanado oportunamente sus correspondientes observaciones, el número de postores por tecnología fue (02) Biomasa - Biogás, (27) hidroeléctrica, (34) eólica y (48) solar.

Un dato resaltante en la presentación de ofertas es que Enel Green Power Perú S.A presentó 16 ofertas de proyectos solares, 24 de proyectos eólicos y 01 oferta de proyecto hidroeléctrico, lo cual representó casi el 40% del total de ofertas admitidas. En el caso de la tecnología biomasa, solo se tuvo dos ofertas para residuos urbanos biogás del postor Empresa Concesionario de Energía Limpia SAC.

La adjudicación de la Buena Pro de la Cuarta Subasta RER se llevó a cabo en acto público el 16 de febrero de 2016. Al haberse revelado y publicado los precios máximos previo a la entrega de sobres de oferta, cualquier oferta con precio mayor sería descartada. Las ofertas de proyectos solares y eólicos superaron largamente el requerimiento respectivo, lo que no ocurrió con la oferta de biomasa donde solo se tuvo dos ofertas para urbano biogás.

La adjudicación en primera ronda se efectuó por tecnología, adjudicándose totalmente el requerimiento eólico y solar, ambos con un único proyecto: C.E Parque Nazca (126 MW) y C.S. Rubí (144 MW), con precios de 37,8 y 47,9 USD/MWh respectivamente. En cuanto a Biomasa - Urb. Biogás se adjudicaron los dos únicos postores a precio máximo (77 USD/MWh) dado que la oferta fue menor al requerimiento. Por otro lado, en única ronda, se adjudicaron seis proyectos hidroeléctricos, cubriéndose casi el total del requerido con un precio promedio de 43,8 USD /MWh

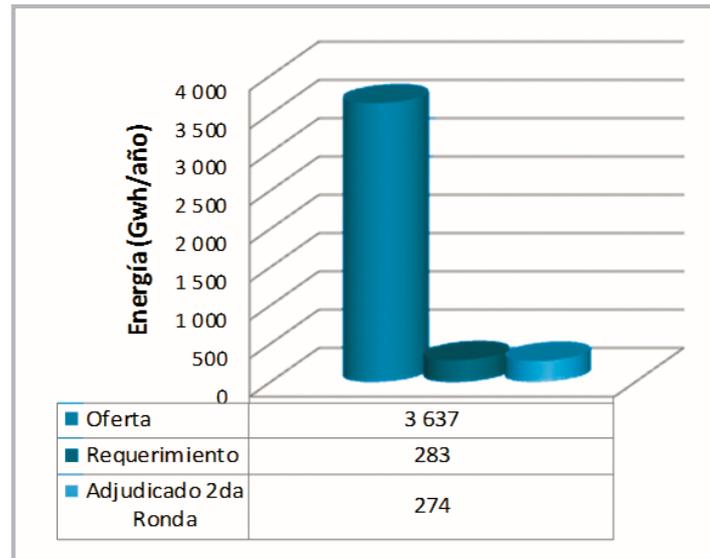
Gráfico N° 10: Resultados Primera Ronda por Tecnología



Fuente: Osinergmin

En segunda ronda, los postores no adjudicados compiten entre ellos por la energía remanente no adjudicada en primera ronda (283 GWh/año), que en esencia correspondió a la energía no cubierta de la tecnología biomasa. Fueron 20 las ofertas presentadas, adjudicándose finalmente un total 274 GWh, correspondiente dos proyecto eólico (PE Huambos y PE Duna) y un proyecto solar (CS Intipampa), con precios de 36,8 USD/MWh , 37,7 USD/MWh y 48,5 USD/MWh.

Gráfico N° 11: Resultados Segunda Ronda



Los proyectos adjudicados en primera y segunda ronda se muestran en el Cuadro N°5, se adjudicaron un total de 1 739 GWh/año (430 MW), la competencia dio lugar a precios con generación RER de los más bajos a nivel mundial.

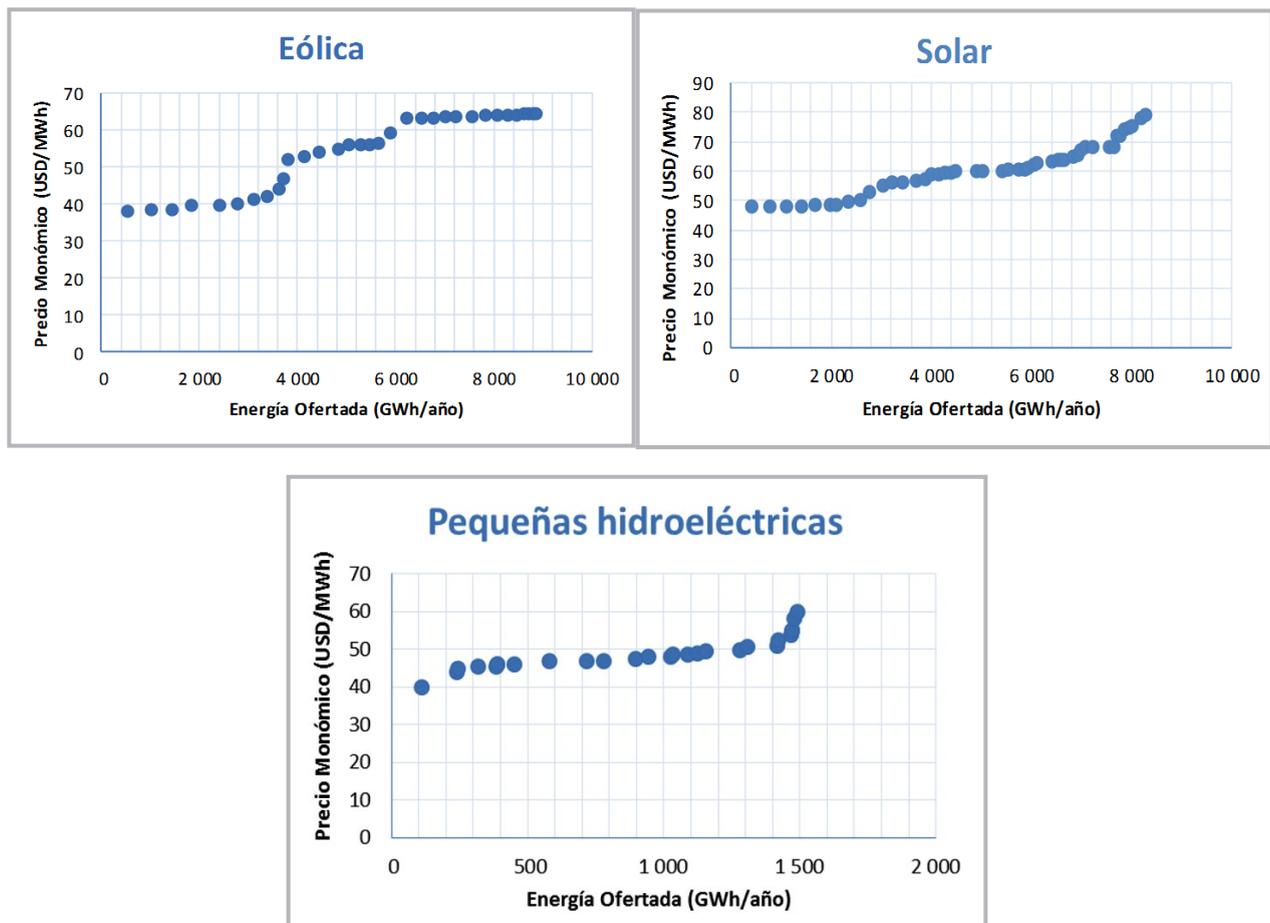
Cuadro N° 5

Tecnología	Proyecto	Precio Monómico (USD/MWh)	Capacidad (MW)	Energía adjudicada (GWh/año)	Factor de Planta (%)
Biogas	C.T. Biomasa Callao	77,00	2,00	14,50	83%
	C.T. Biomasa Huaycoloro II	77,00	2,00	14,50	83%
Eólica	C.E. Parque Nazca	37,83	126,00	573,00	52%
	P.E. Huambos (*)	36,84	18,00	84,60	54%
	P.E. Duna (*)	37,79	18,00	81,00	51%
Solar	C.S. Rubí	47,98	144,48	415,00	33%
	Intipampa	48,50	40,00	108,40	31%
Pequeñas Hidro	C.H. Rucuy	40,00	20,00	110,00	63%
	C.H. Ayanunga	43,98	20,00	131,65	75%
	C.H. Kusa	45,40	15,55	72,53	53%
	C.H. Alli	45,40	14,51	69,32	55%
	C.H. Hydrika 6	45,90	8,90	60,00	77%
	C.H. Her 1	58,20	0,70	4,66	76%
	Total	1 273,94	430,1	1 739,17	

(*) Adjudicados en 2da ronda
Fuente: Osinergmin

Asimismo tenemos que los proyecto no adjudicados, han ofertado precios igualmente competitivos tal como se presentan en el Grafico N° 12.

Gráfico N° 12: Precio ofertado de Proyectos no Adjudicados



Con los resultados de la Cuarta Subasta, se ha evidenciado que existe gran interés de los inversionistas en participar en el desarrollo de este tipo de proyectos RER, con precios altamente competitivos. Por tanto, con las debidas adecuaciones al marco normativo actual, se tendría un gran potencial de empresas interesadas en competir en licitaciones de suministros de largo plazo.

VI. Conclusiones y recomendaciones

- La subasta es un instrumento eficaz que permite obtener resultados eficientes basados en la competencia de los inversionistas RER. Ésta es la cuarta subasta que se realiza en ocho años de aprobada la norma, por cuanto se ha cumplido periódicamente (cada 2 años) la convocatoria a las mismas.
- Con las cuatro subastas realizadas, se tiene en total 64 proyectos RER adjudicados, que comprenden tecnologías solar, eólica, biomasa y pequeña hidroeléctrica.
- Las energías renovables representan el 2,1% del consumo nacional actual, cantidad que está por debajo del límite objetivo establecido en el DL- 1002.
- Los factores de planta de las centrales eólicas actualmente operativas oscilan entre 40 - 50%, mientras que las centrales solares y biomasa tienen factores de planta de entre 25-32% y 70 - 80%, respectivamente.

- Con los precios adjudicados en la cuarta subasta RER, se tiene que los precios adjudicados para la tecnología solar se redujeron en un 78%, mientras que para la tecnología eólica representa una reducción de 53%, ambas respecto de la primera subasta RER.
- La cantidad de ofertas disponibles y los precios adjudicados en la cuarta subasta ha mostrado que el mecanismo utilizado ha sido exitoso para promover la competencia. Situación que invita a reflexionar si aún es necesario promover este tipo de tecnologías con incentivos como la prima RER o si es que estamos en una etapa en la que este tipo de incentivos ya no son necesarios.
- Los costos de inversión por unidad de potencia (MW) instalado de los proyectos solares y eólicas se redujeron en 65% y 40% respecto de la primera subasta RER.
- Toda vez que hasta la fecha se ha logrado promocionar con éxito las tecnologías eólicas, solares y pequeñas hidroeléctricas, en posteriores subastas debiera evaluarse la posibilidad de promocionar otras tecnologías como la geotérmica y mareomotriz.

Autor:

- Yurika Roque Sarmiento
- Josías Olivares Ramos

RESOLUCIONES TARIFARIAS

RESOLUCIONES DEL CONSEJO DIRECTIVO RELACIONADAS CON LA GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS - GRT - AÑO 2016

N° 2016	Número Oficial	Fecha de Expedición	Fecha de Publicación	Asunto o Materia Regulado
001	001-2016	12.01	15.01	Aprueban propuestas de adenda de los Contratos de Suministro de Electricidad suscritos por Edelnor S.A.A. y Enersur S.A., como consecuencia del Proceso de Licitación de Suministro Eléctrico ED-01-2009- LP, ED-02-2009-LP y ED-03-2009-LP.
002	003-2016	12.01	17.01	Aprueban Procedimiento de supervisión del cumplimiento de las obligaciones relacionadas con la Contabilidad Regulatoria a cargo de las empresas concesionarias de los servicios de Transporte de Gas Natural por Ductos y Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.
003	008-2016	20.01	21.01	Aprueban Resolución que dispone la publicación del proyecto de resolución que aprueba las Tarifas Iniciales para trámite de otorgamiento de concesión de distribución de gas natural por red de ductos en la Región Piura.
004	002-2016	12.01	26.01	Disponen la publicación en la página web de OSINERGMIN del proyecto de modificación de la norma "Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural" aprobada mediante Res. N° 056-2009-OS/CD
005	017-2016	26.01	27.01	Determinan Saldo de la Cuenta de Promoción de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao y aprueban valor de la alícuota aplicable a la Tarifa Única de Distribución de gas natural desde el 01 de febrero hasta el 30 de abril de 2016.
006	010-2016	26.01	28.01	Aprueban el Precio a Nivel de Generación y Programa de Transferencias para febrero 2016-abril 2016.
007	011-2016	26.01	28.01	Aprueban los Factores de Ajustes de los Cargos Adicionales del Peaje del Sistema Principal de Transmisión para febrero 2016-abril 2016.
008	012-2016	26.01	28.01	Dejan sin efecto el artículo 2° de la Resolución N° 279-2015-OS/CD, que suspendió los efectos de la Resolución N° 241-2015-OS/CD, la cual aprobó un cargo negativo para el Área de Demanda 7.
009	013-2016	26.01	28.01	Aprueban el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 19.
010	014-2016	26.01	28.01	Aprueban publicación de Proyecto del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 05 "Evaluación del Cumplimiento del Programa Diario de Operación del Sistema Interconectado Nacional".
011	015-2016	26.01	28.01	Aprueban la actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión con Costos 2015.
012	016-2016	26.01	28.01	Aprueban Fijación del Factor de Recargo y Programa de Transferencias Externas del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) Febrero 2016 - Abril 2016.
013	022-2016	2.02	5.02	Disponen la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021. Corregida por Fe de Erratas publicada el 12/02/2016
014	023-2016	10.02	11.02	Aprueban las Tarifas Iniciales de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos para trámite de otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región Piura, a solicitud de la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C.
015	027-2016	10.02	12.02	Disponen la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe , del Proyecto de Resolución que fija el Cargo RER Autónomo para las Áreas No Conectadas a Red, aplicable al período comprendido entre el 01 de mayo de 2016 y el 30 de abril de 2017.
016	039-2016	1.03	3.03	Disponen la publicación, en la página Web de Osinergmin www.osinergmin.gob.pe , del proyecto de resolución que aprueba el Procedimiento "Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica", conjuntamente con su exposición de motivos e informes.
017	040-2016	1.03	3.03	Disponen la publicación en la página Web de Osinergmin www.osinergmin.gob.pe , del proyecto de resolución que aprueba la modificación de la Norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables", aprobada por Resolución Osinergmin N° 001-2010-OS/CD, conjuntamente con su exposición de motivos e informes.

N° 2015	Número Oficial	6.03	10.03	Asunto o Materia Regulada
018	044-2016	1.03	3.03	Disponen la publicación, en la página Web de Osinergmin www.osinergmin.gob.pe , del proyecto de resolución que aprueba la propuesta del nuevo Procedimiento Técnico del COES "Régimen aplicable a las centrales de generación del Nodo Energético en el Sur del Perú", conjuntamente con el procedimiento propuesto, su exposición de motivos y sus respectivos informes.
019	045-2016	2.03	3.03	Disponen la publicación, en la página Web de Osinergmin www.osinergmin.gob.pe , del proyecto de resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", conjuntamente con el procedimiento propuesto, su exposición de motivos y sus respectivos informes.
020	046-2016	2.03	3.03	Disponen la publicación, en la página Web de Osinergmin www.osinergmin.gob.pe , del proyecto de resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 37 "Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN" y las modificaciones en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", conjuntamente con el procedimiento propuesto, su exposición de motivos y sus respectivos informes.
021	047-2016	9.03	10.03	Disponen la publicación del proyecto de Resolución que aprueba la Tarifa Regulada de Seguridad y el Cargo Tarifario SISE para la recaudación del Adelanto de Ingresos Garantizados del Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos – Ductos de Seguridad y Gasoducto Sur Peruano, junto con su exposición de motivos, anexos e informes.
022	048-2016	10.03	11.03	Disponen la publicación, en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe , del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2016 y el 30 de abril de 2017, junto con sus anexos, informes y su exposición de motivos. Corregida por Fe de Erratas publicada el 15/03/2016
023	049-2016	10.03	11.03	Disponen la publicación, en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe , del proyecto de resolución mediante el cual se modifica los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión de las empresas Red Eléctrica del Sur S.A. e Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A., aprobados con Resolución N° 054-2013-OS/CD y modificatorias, producto del proceso de Liquidación Anual de Ingresos; junto con sus anexos, informes y su exposición de motivos.
024	050-2016	10.03	11.03	Disponen la publicación, en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe , del proyecto de resolución que determina el cargo Unitario de Liquidación para el periodo mayo 2016 – abril 2017, como resultado de la Liquidación Anual de Ingresos de los Sistemas Secundarios de Transmisión y los Sistemas Complementarios de Transmisión asignados a la demanda; junto con sus anexos, informes y su exposición de motivos.
025	051-2016	10.03	11.03	Disponen la publicación, en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe , del proyecto de resolución que modifica la Resolución N° 054-2013-OS/CD, en cuanto a la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago asignado a la generación por el uso de los SST y SCT; junto con sus anexos, informes y su exposición de motivos.
026	052-2016	10.03	11.03	Declara infundado, en todos sus extremos, el recurso de reconsideración interpuesto por Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución N° 012-2016-OS/CD.
027	054-2016	9.03	15.03	Aprueban la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final".
028	053-2016	9.03	22.03	Modifican el "Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural", aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 056-2009-OS/CD.
029	056-2016	23.03	29.03	Disponen la publicación, en la Página Web de Osinergmin: http://www2.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2016.aspx , del proyecto de resolución que aprueba los cargos de Inspección, Supervisión y Habilitación de instalaciones internas para clientes con consumos mayores a 300 m3/mes; y el cargo de Reconexión de los componentes de la acometida (Tipo II) aplicables a los consumidores de las Categorías A y B (Comerciales) de la Concesión de Distribución de Gas Natural de la Región Ica, junto con su exposición de motivos, anexos e informes.

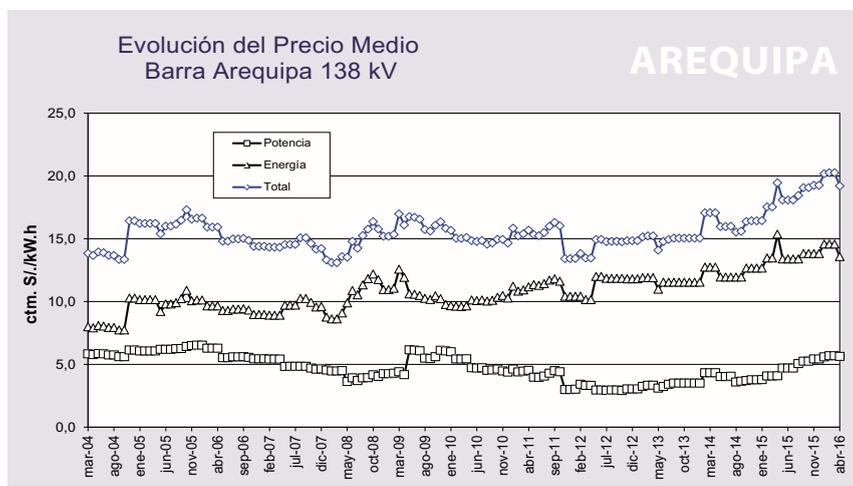
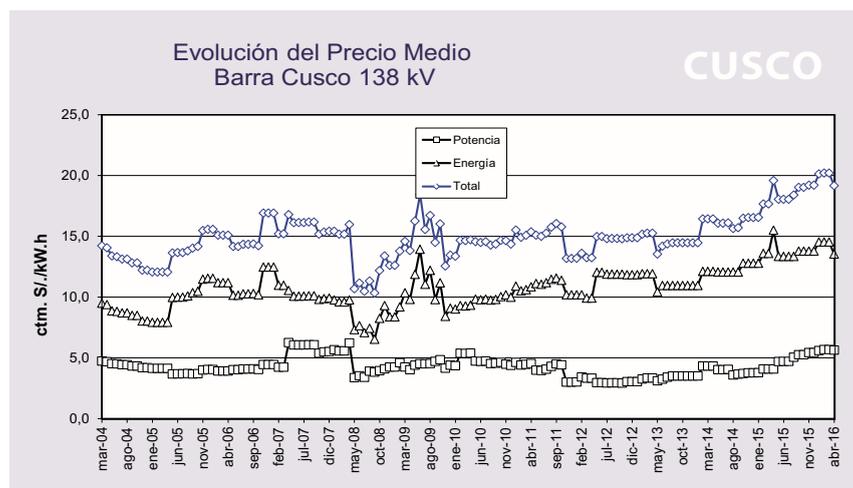
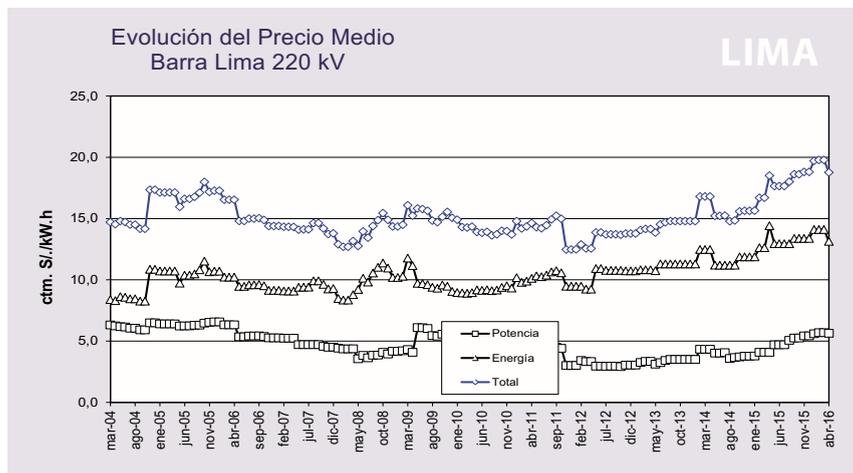
RESOLUCIONES GRT

Nº 2016	Número Oficial	Fecha de Expedición	Fecha de Publicación	Asunto o Materia Regulada
001	004-2016	3.02	5.02	Aprueban costos administrativos y operativos del FISE de las Distribuidoras Eléctricas en sus actividades vinculadas con el descuento en la compra del balón de gas.
002	003-2016	3.02	6.02	Aprueban Costos Estándares Unitarios de la Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas para la implementación y operatividad del FISE.
003	005-2016	3.02	6.02	Disponen la publicación del proyecto de resolución que aprueba los Costos Estándares Unitarios de las nuevas zonas de atención FISE de Electro Oriente S.A. para la implementación y operatividad del Programa FISE, que, como Anexo, forma parte integrante de la presente resolución.
004	009-2016	24.02	25.02	Fijan Márgenes Comerciales y nuevas Bandas de Precios de combustibles derivados del Petróleo, vigentes a partir del día siguiente de la publicación de la presente resolución hasta el jueves 28 de abril de 2016.
005	010-2016	26.02	1.03	Aprueban costos administrativos y operativos del FISE de las Distribuidoras Eléctricas en sus actividades vinculadas con el descuento en la compra del balón de gas.
006	011-2016	7.03	8.03	Aprueban Costos Estándares Unitarios correspondientes a las nuevas zonas de atención de la empresa Electro Oriente S.A. para la implementación y operatividad del FISE.
007	012-2016	7.03	8.03	Aprueban costos administrativos y operativos del FISE de las Distribuidoras Eléctricas en sus actividades vinculadas con el descuento en la compra del balón de gas.
008	013-2016	7.03	10.03	Declaran fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por Electro Oriente S.A. contra la Resolución Nº 132-2015-OS/GART, que aprobó los costos administrativos y operativos vinculados con el Programa FISE de las Distribuidoras Eléctricas.
009	023-2016	27,04	28,04	Fijan Márgenes Comerciales y nuevas Bandas de Precios de combustibles derivados del Petróleo, para el periodo comprendido entre el 29 de abril de 2016 al 30 de junio de 2016.

EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD

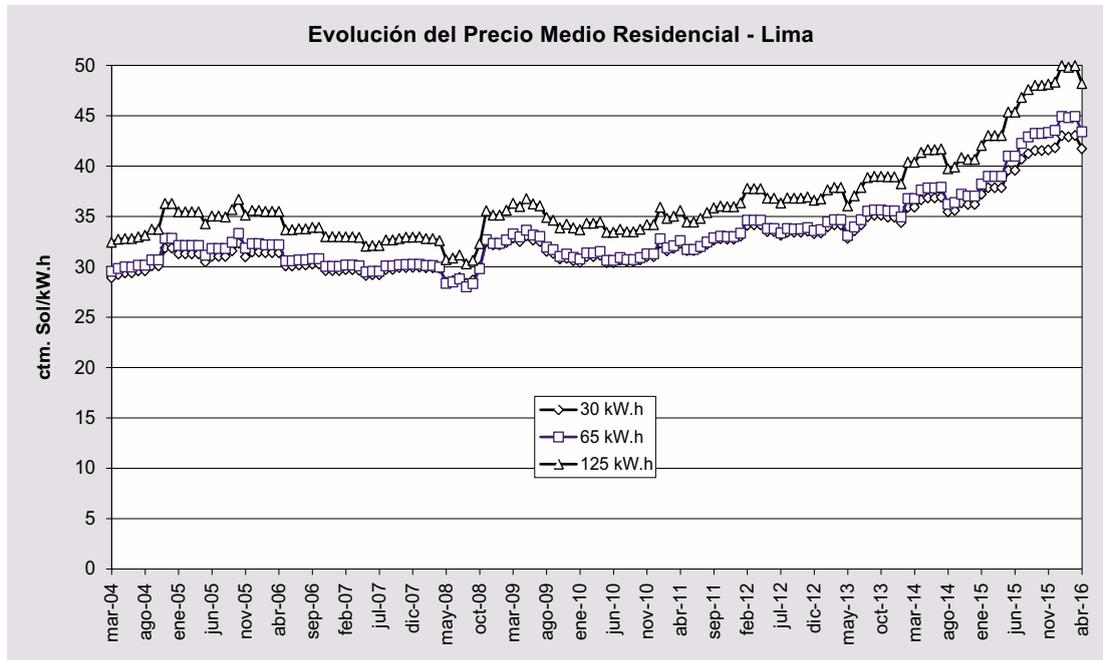
Tarifas en Barra Evolución de las Tarifas de Electricidad

En los siguientes gráficos se muestra la evolución del precio medio de electricidad (Energía, potencia y total) en las barras de Lima 220 kV (Lima), Cusco 138 kV (Cusco) y Arequipa 138 kV (Arequipa).



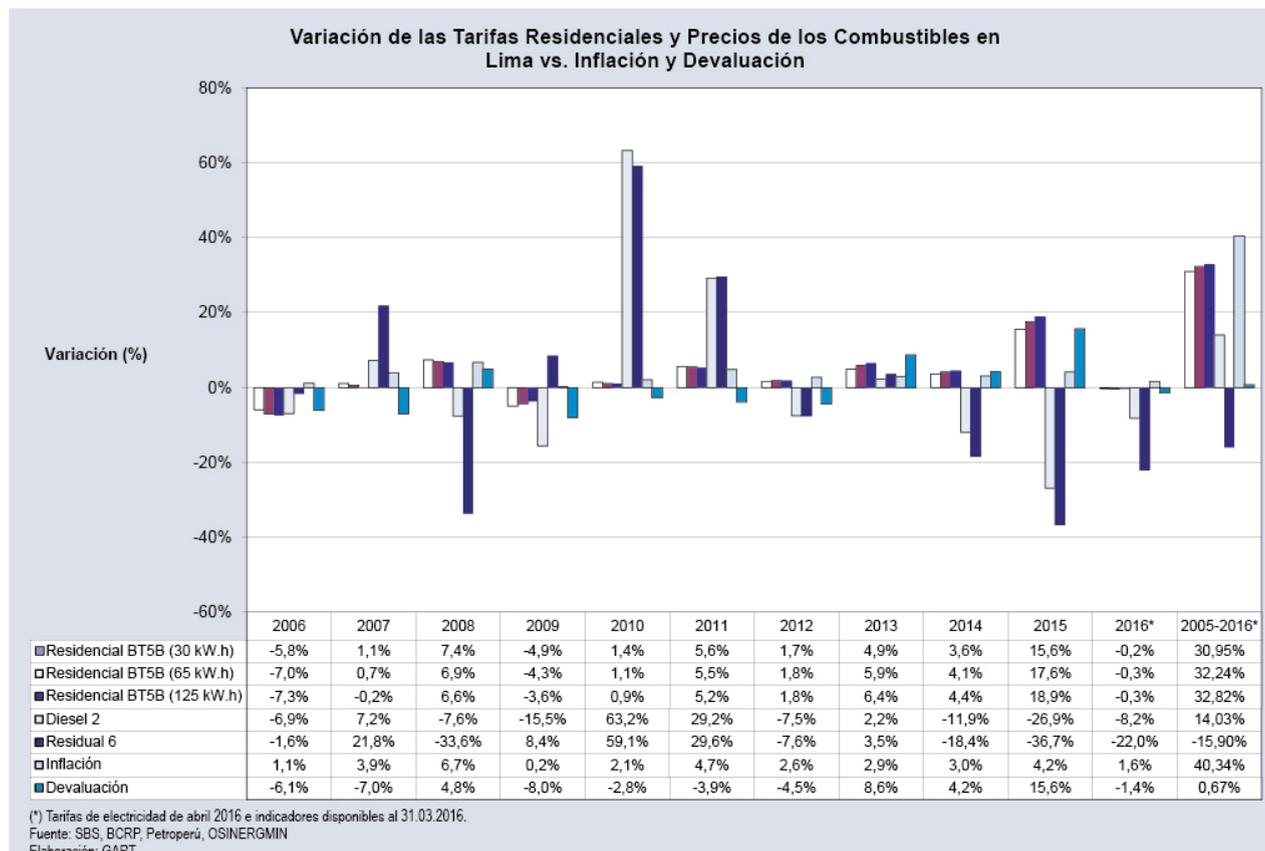
Tarifas Aplicables a los Clientes Finales

En el gráfico siguiente se muestra la evolución del precio medio residencial para clientes con consumos promedios mensual de 30kW.h, 65kW.h y 125kW.h.



Tarifas Residenciales e Inflación

La variación anual de las tarifas eléctricas residenciales en Lima durante el periodo 2005 – Octubre 2015, así como la variación del diesel 2, residual 6, inflación y devaluación se muestra a continuación:



La información que se presenta a continuación resume los resultados de la información operativa al cuarto trimestre del año 2015 en las empresas concesionarias de electricidad

Mercado Eléctrico

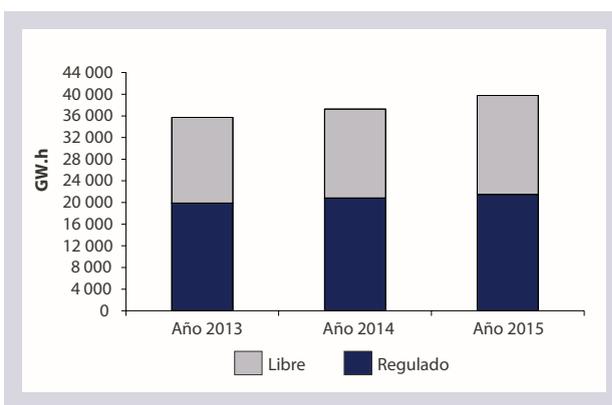
Evolución de las Ventas de Energía

Las ventas a usuarios finales, realizadas en el cuarto trimestre de 2015 por las empresas de servicio público de electricidad, fue de 39 758 GW.h. La variación de dichas ventas respecto a lo acontecido en similar periodo de los años 2013 y 2014 fue de 11,3% y 6,7% para cada periodo respectivamente.

EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS DE ENERGÍA DEL MERCADO ELÉCTRICO

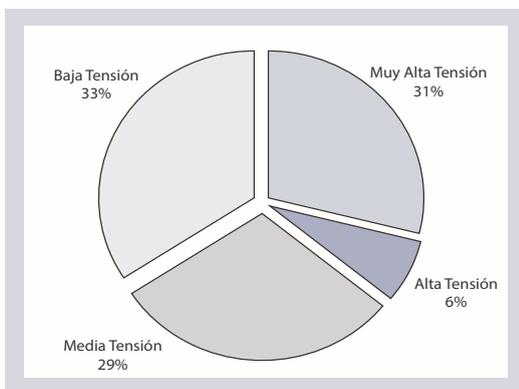
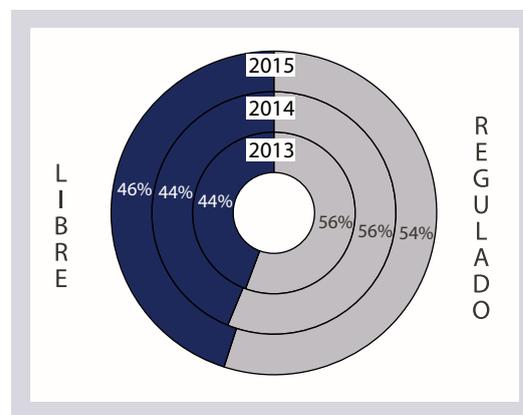
Ventas - IV Trimestre
(GW.h)

Mercado	2013	2014	2015
Regulado	19 878	20 823	21 494
Libre	15 841	16 426	18 264
Total	35 719	37 248	39 758



ESTRUCTURA DE LAS VENTAS DE ENERGÍA

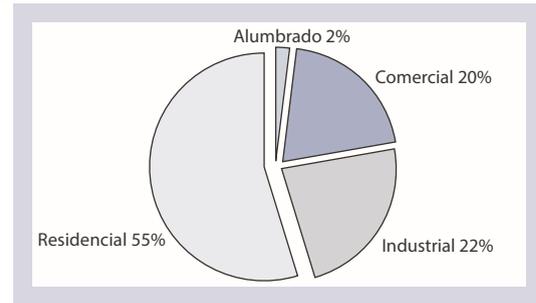
Las ventas de energía del mercado libre en el cuarto trimestre de 2015 representan el 46% de la venta total. La participación de las ventas de energía del mercado libre en el cuarto trimestre de los años 2013 y 2014 fue de 44% respectivamente.



Las ventas en muy alta tensión, alta tensión, media tensión y baja tensión representan el 31%, 6%, 29% y 33% respectivamente.

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

Las ventas de energía en los sectores industrial, residencial, comercial y alumbrado público representaron el 22%, 55%, 20% y 2%, respectivamente.

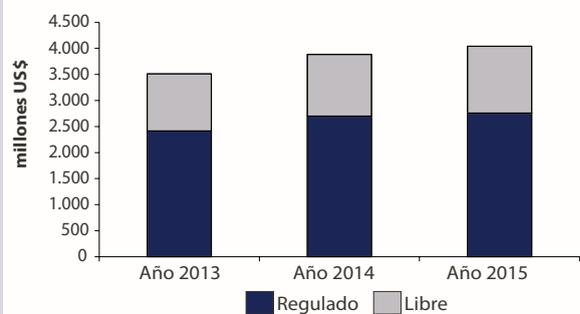


Evolución de la Facturación por Ventas de Energía

En el cuarto trimestre del 2015, la facturación nominal por venta de energía eléctrica a usuarios finales (4 042 millones US\$) aumentó en 15,1% y 4,6% respecto a lo alcanzado en el cuarto trimestre de los años 2013 y 2014 respectivamente.

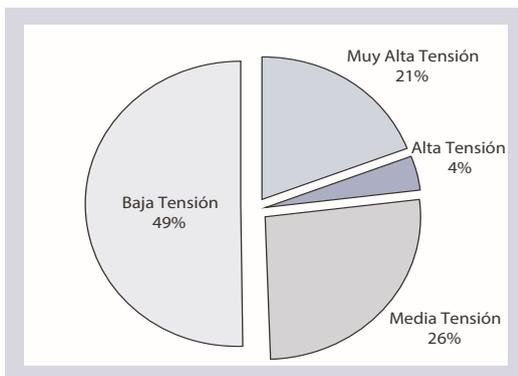
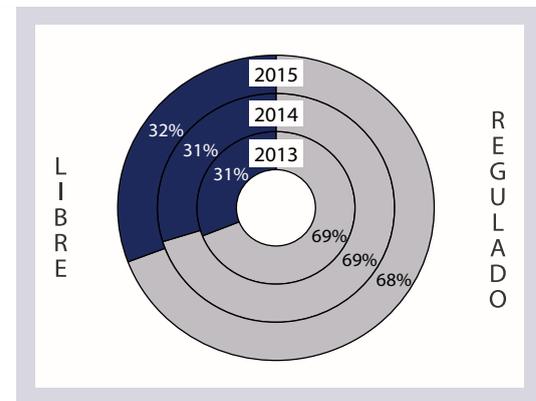
Facturación - IV Trimestre 2015
(Millones US\$)

Mercado	2013	2014	2015
Regulado	2 414	2 700	2 757
Libre	1 099	1 185	1 285
Total	3 512	3 886	4 042



ESTRUCTURA DE LA FACTURACIÓN POR VENTAS DE ENERGÍA

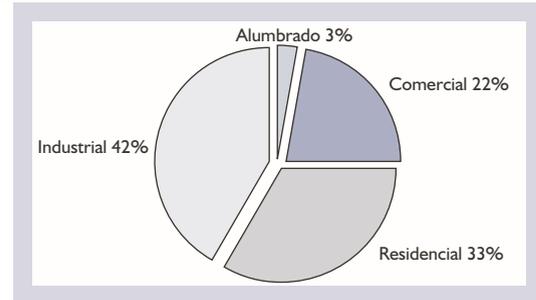
La facturación del mercado libre en el cuarto trimestre de 2015 representa el 32% de la facturación total. La participación de la facturación del mercado libre en el cuarto trimestre de los años 2013 y 2014 fue de 31% respectivamente.



La facturación por ventas de energía en muy alta tensión, alta tensión, media tensión y baja tensión representaron el 21%, 4%, 26% y 49%, respectivamente.

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

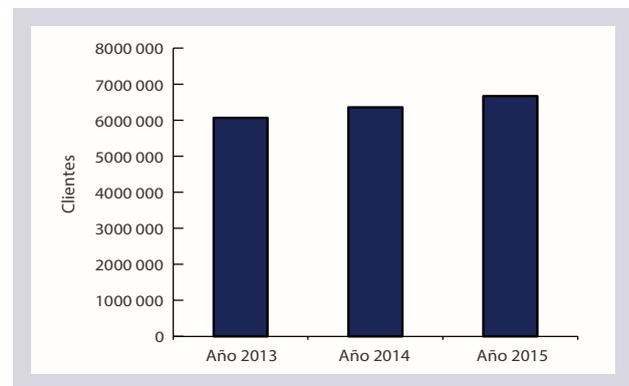
Asimismo, de acuerdo a los diversos tipos de consumo la facturación representa en el sector residencial el 33%, en el sector industrial el 42%, en el sector comercial el 22% y por el servicio de alumbrado público el 3% del total respectivamente.



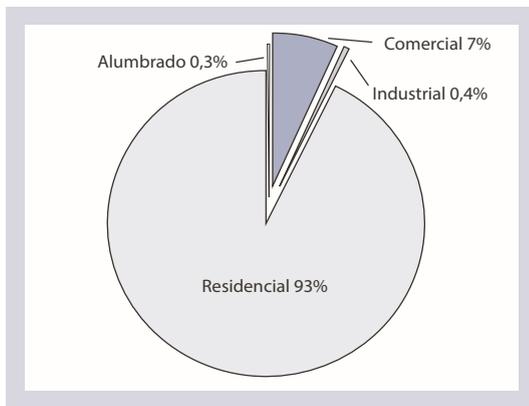
Número de Clientes

El parámetro comercial de mayor crecimiento es la atención de nuevos suministros, es así que en diciembre de 2015 se han atendido 307 277 nuevos suministros más que en diciembre de 2014 y 600 066 nuevos suministros más que en diciembre de 2013.

Número de Clientes			
Año	Clientes	Variación anual	
		Variación	%
Diciembre 2013	6 146 117	-	-
Diciembre 2014	6 438 906	292 789	4,8%
Diciembre 2015	6 746 183	307 277	4,8%

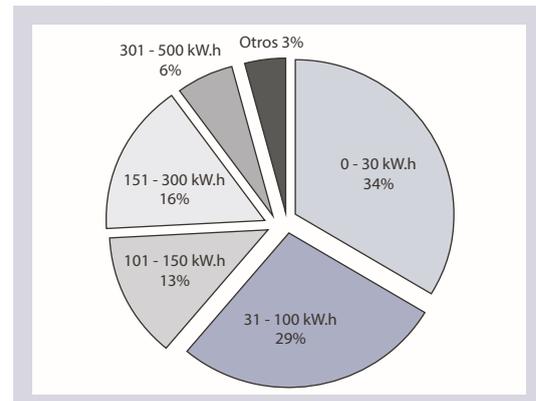


ESTRUCTURA DEL NÚMERO DE CLIENTES



En diciembre del año 2015, el 93% de suministros en el país corresponde a clientes de tipo residencial y el 7% restante a no residenciales (alumbrado público, industrial y comercial).

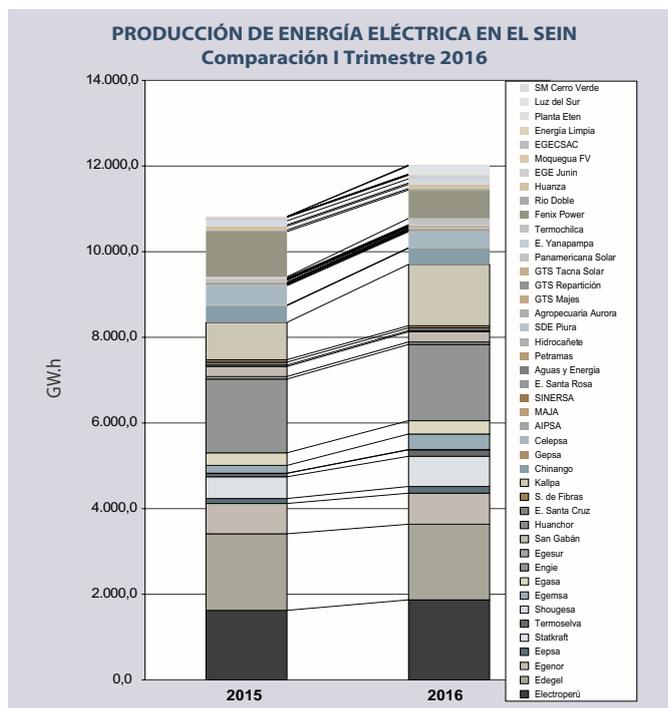
El sector residencial por su parte, está conformado principalmente por clientes que consumen de 0 a 30 kW.h (34%) y aquellos que consumen de 31 a 100 kW.h (29%), los clientes con otros rangos de consumo representan el 37%.



INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

ESTADÍSTICA DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

De acuerdo a la información mensual remitida por el COES, la producción de energía eléctrica al primer trimestre del año 2016 fue 12 061 GW.h, valor que representa un aumento de 11,5% con relación a la producción reportada para el mismo periodo del año anterior (10 820 GW.h).



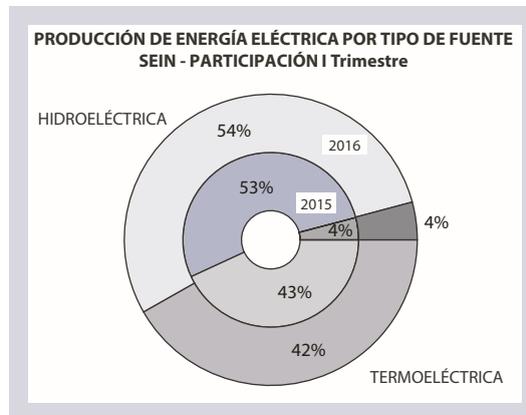
Respecto a la producción de energía reportada al primer trimestre del año 2015, se han registrado variaciones de 14,1%, 8,0% y 13,5% en la producción hidroeléctrica, térmica y renovable respectivamente.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SEIN - GW.h

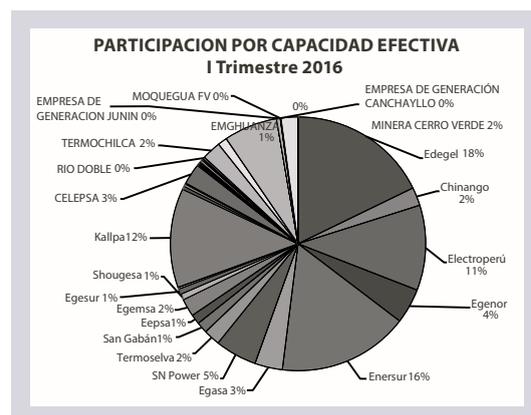
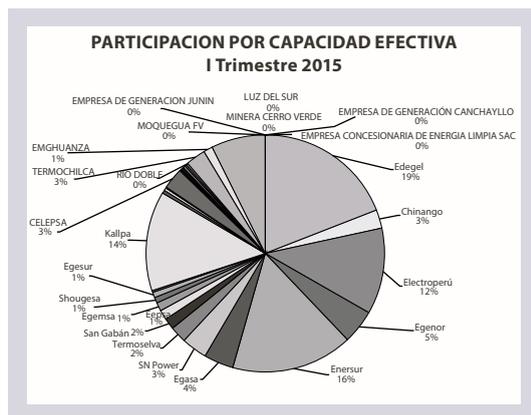
EMPRESAS	2014				2015			
	HIDROELÉCTRICA	TÉRMICA	RENOVABLE	TOTAL	HIDROELÉCTRICA	TÉRMICA	RENOVABLE	TOTAL
Electroperú	1.623,8	0,4		1.624,2	1.866,5	2,6		1.869,2
Edegel	984,3	804,1		1.788,3	874,4	892,0		1.766,4
Egenor	676,1	32,0		708,1	703,8		21,3	725,0
Eepsa		114,7		114,7		155,8		155,8
Statkraft	507,8			507,8	705,0			705,0
Termoselva		82,4		82,4		150,1		150,1
Shougesa		0,5		0,5		9,4		9,4
Egamsa	182,9			182,9	360,8			360,8
Egasa	190,0	104,7		294,6	190,2	121,6		311,8
Engie	288,7	1.432,6		1.721,3	455,7	1.324,5		1.780,2
Egesur	21,6	37,8		59,4	27,5	30,2		57,7
San Gabán	233,9	0,1		234,0	237,0	0,7		237,7
Huanchor	33,8			33,8	29,2			29,2
E. Santa Cruz			68,6	68,6			62,5	62,5
S. de Fibras		56,5		56,5		50,0		50,0
Kallpa		872,9		872,9		1.432,4		1.432,4
Chinango	389,9			389,9	378,5			378,5
Gepsa			11,8	11,8			11,1	11,1
Celepsa	454,7			454,7	374,3			374,3
AIPSA			20,5	20,5			21,8	21,8
MAJA			7,2	7,2			6,6	6,6
SINERSA	14,0			14,0	11,3			11,3
E. Santa Rosa			1,9	1,9			0,9	0,9
Aguas y Energía	24,6			24,6	21,4			21,4
Petramas			8,0	8,0			8,7	8,8
Hydrocañete			7,6	7,6			7,1	7,1
SDE Piura		44,2		44,2		27,8		27,8
Agropecuaria Aurora			0,0	0,0		0,5		0,5
GTS Majes			11,0	11,0			12,3	12,3
GTS Repartición			10,4	10,4			11,8	11,8
GTS Tacna Solar			12,5	12,5			13,3	13,3
Panamericana Solar			11,9	11,9			13,4	13,4
E. Yanapampa			7,7	7,7			3,9	3,9
Termochilca		24,2		24,2		150,4		150,5
Fenix Power		1.055,7		1.055,7		663,3		663,3
Rio Doble			39,7	39,7			34,2	34,2
Huanza	87,7			87,7	94,0			94,0
Parque eólico Marcona			30,7	30,7			35,2	35,2
Energía Eólica			94,1	94,1			96,1	96,1
EGE Junin			80,8	80,8			84,3	84,3
Moquegua FV			11,0	11,0			12,5	12,5
EGECSAC			8,8	8,8			6,8	6,8
Energía Limpia							4,8	4,8
Planta Eten						3,9		3,9
Luz del Sur					191,3			191,3
SM Cerro Verde						20,8		20,8
Parque eólico Tres Hermanas							35,3	35,3
Generación Eléctrica Huallaga					10,8			10,8
Samay I						5,3		5,3
TOTAL	5.714	4.663	444	10.820	6.521	5.036,1	503,8	12.061

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

En términos de participación por tipo de fuente se observa que, en el total de la energía producida al primer trimestre del año 2016, la producción de energía proveniente de centrales hidroeléctricas ha registrado un aumento de 14,1% comparado con el primer trimestre del año 2015.



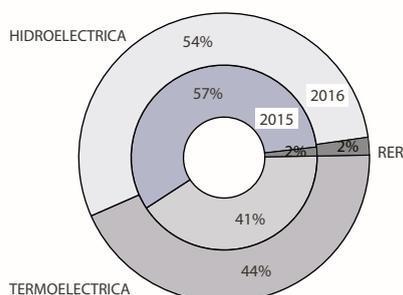
ESTADÍSTICA DE LA CAPACIDAD EFECTIVA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

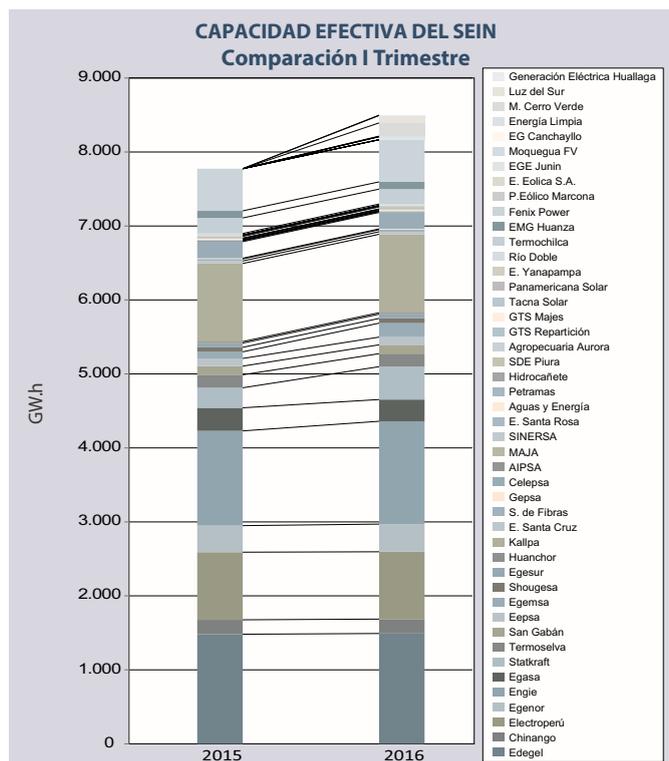


CAPACIDAD EFECTIVA DEL SEIN

EMPRESAS	I Trimestre 2015 Vs I Trimestre 2016			
	HIDROELÉCTRICA	TÉRMICA	RENOVABLE	TOTAL
Electroperú	15,0%	554,3%		15,1%
Edegel	-11,2%	10,9%		-1,2%
Egenor	4,1%	-100,0%		2,4%
Eepsa		35,8%		35,8%
Statkraft	38,8%			38,8%
Termoselva		82,2%		82,2%
Shougesa		1751,9%		1751,0%
Egema	97,3%			97,3%
Egasa	0,1%	16,2%		5,8%
Engie	57,8%	-7,5%		3,4%
Egesur	27,5%	-20,1%		-2,8%
San Gabán	1,3%	575,5%		1,6%
Huanchor	-13,5%			-13,5%
E. Santa Cruz			-8,8%	-8,8%
S. de Fibras		-11,5%		-11,5%
Kallpa		64,1%		64,1%
Chinango	-2,9%			-2,9%
Gepsa			-6,6%	-6,6%
Celepsa	-17,7%			-17,7%
AIPSA			6,3%	6,3%
MAJA			-8,9%	-8,8%
SINERSA	-19,5%			-19,5%
E. Santa Rosa			-50,6%	-50,8%
Aguas y Energia	-13,0%			-13,0%
Petramas			9,5%	9,5%
Hidrocañete			-6,4%	-6,5%
SDE Piura		-37,1%		-37,1%
Agropecuaria Aurora				0,0%
GTS Majes			11,9%	12,0%
GTS Repartición			13,7%	13,6%
GTS Tacna Solar			6,6%	6,6%
Panamericana Solar			13,1%	13,1%
E. Yanapampa			-49,9%	-49,9%
Termochilca		521,2%		521,2%
Fenix Power		-37,2%		-37,2%
Rio Doble			-13,9%	-13,9%
Huanza	7,1%			7,1%
Parque eólico Marcona			14,6%	14,6%
Energía Eólica			2,2%	2,2%
EGE Junin			4,4%	4,4%
Moquegua FV			13,0%	13,0%
EGECSAC			-23,0%	-23,0%
Energía Limpia				0,0%
Planta Eten				0,0%
Luz del Sur				0,0%
SM Cerro Verde				0,0%
Parque eólico Tres Hermanas				0,0%
Generación Eléctrica Huallaga				0,0%
Samay I				0,0%
Total	14,1%	8,0%	13,5%	11,5%

CAPACIDAD EFECTIVA POR TIPO DE FUENTE - SEIN PARTICIPACIÓN I Trimestre





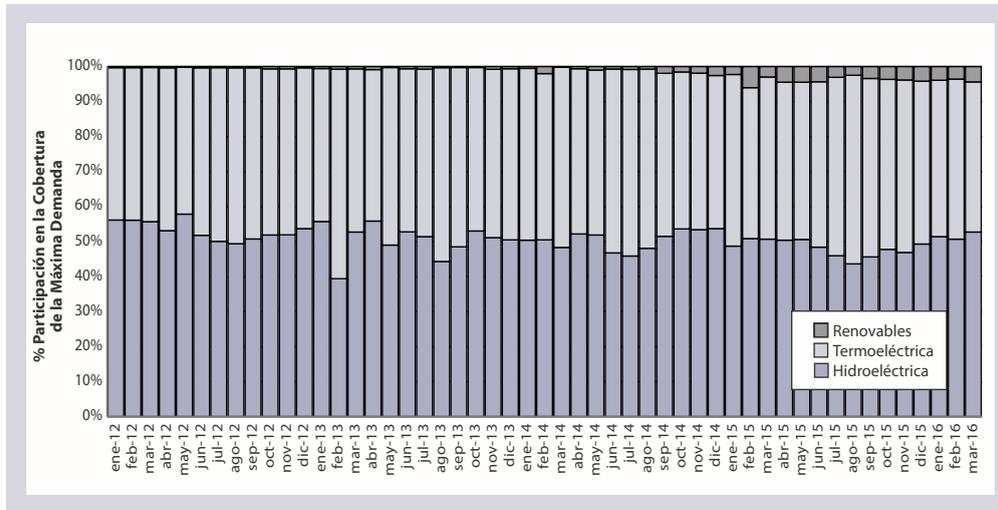
EVOLUCION DE LA COBERTURA DE LA MÁXIMA DEMANDA

De acuerdo a la información mensual remitida por el COES, la cobertura de la máxima demanda registrada en el primer trimestre del año 2016, fue 6,8% mayor que su similar registrado en el año 2015. El siguiente cuadro muestra la evolución mensual de dicha variable desagregado por centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y renovables del SEIN.

AÑO	MES	(MW)			
		Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Renovables	Total
2015	ENERO	2.710	2.729	125	5.565
	FEBRERO	2.964	2.514	350	5.828
	MARZO	3.060	2.796	180	6.036
2016	ENERO	3.213	2.790	245	6.247
	FEBRERO	3.242	2.924	227	6.393
	MARZO	3.398	2.765	282	6.445
Máx. Dem. I Trim. 2015		3.060	2.796	180	6.036
Máx. Dem. I Trim. 2016		3.398	2.765	282	6.445
% Variación 2016/2015		11,1%	-1,1%	56,4%	6,8%

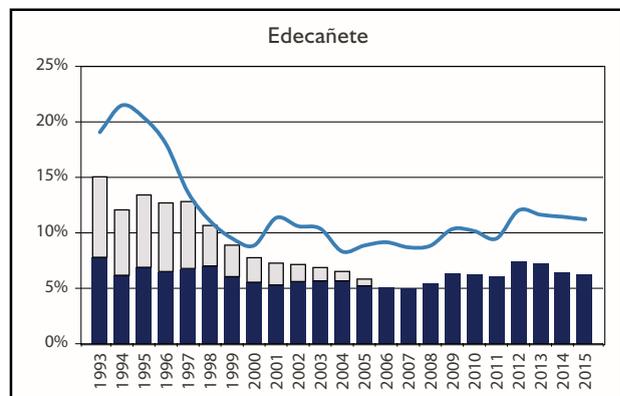
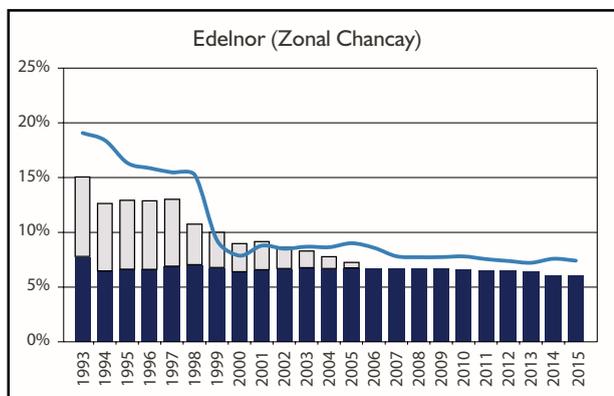
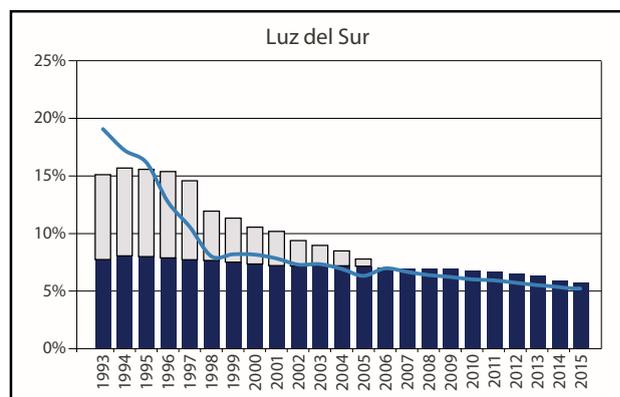
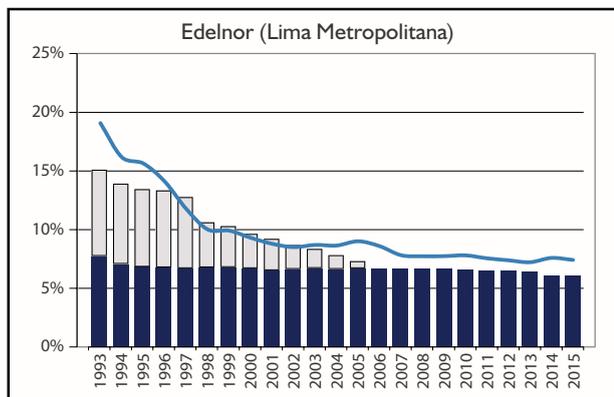
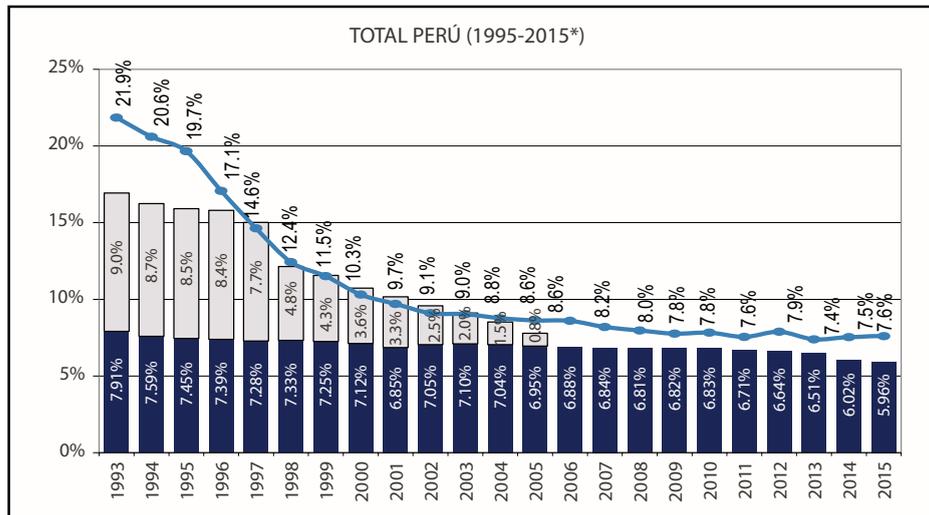
El siguiente gráfico muestra la participación de las centrales en la cobertura de la máxima demanda en el SEIN. Se observa que la participación promedio de las centrales hidroeléctricas en la cobertura de la Máxima Demanda en el primer trimestre del año 2015 y 2016 es 50% y 52% respectivamente.

COBERTURA DE LA MÁXIMA DEMANDA POR TIPO DE GENERACIÓN



Pérdidas de Energía en los Sistemas Eléctricos de Distribución

Los gráficos mostrados a continuación presentan la tendencia decreciente del porcentaje de las pérdidas reales de energía a partir de 1993, tanto a nivel país como en cada empresa concesionaria de distribución.



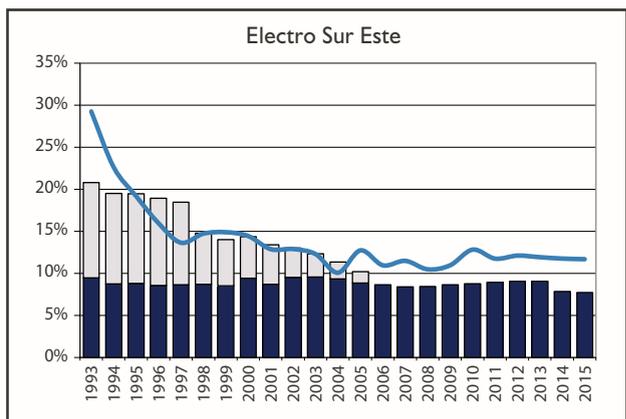
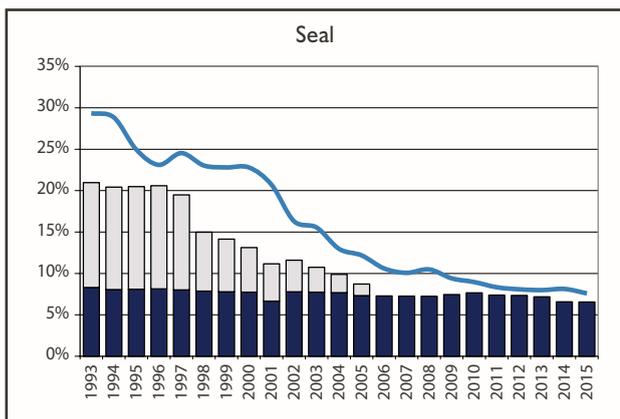
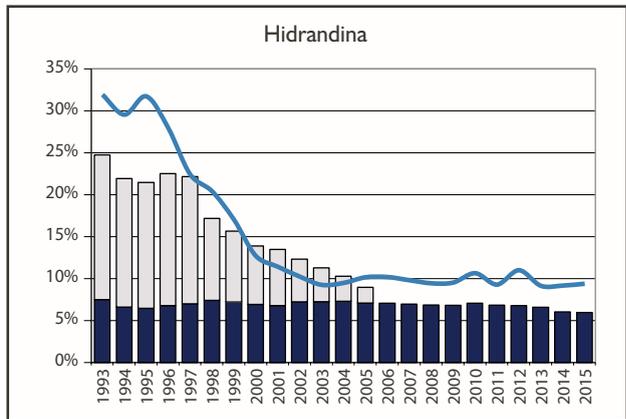
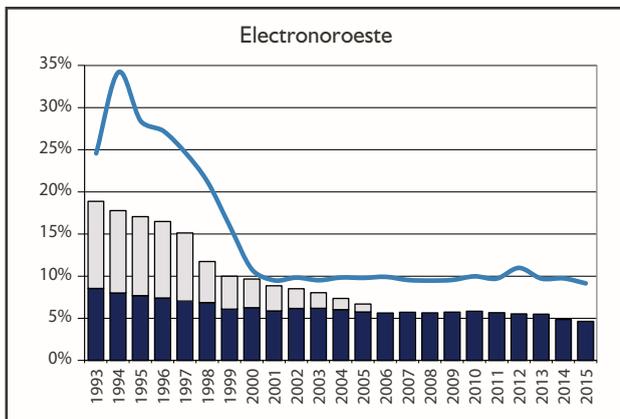
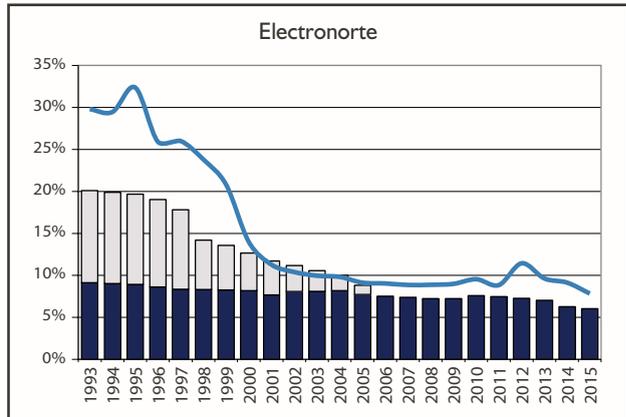
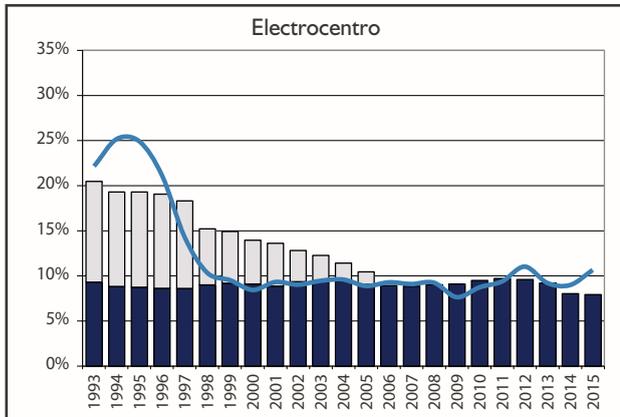
(*) Cifras acumuladas al IV Trimestre del 2015.

■ Pérdidas Estándar

■ Pérdidas Reconocidas

— Pérdidas Reales

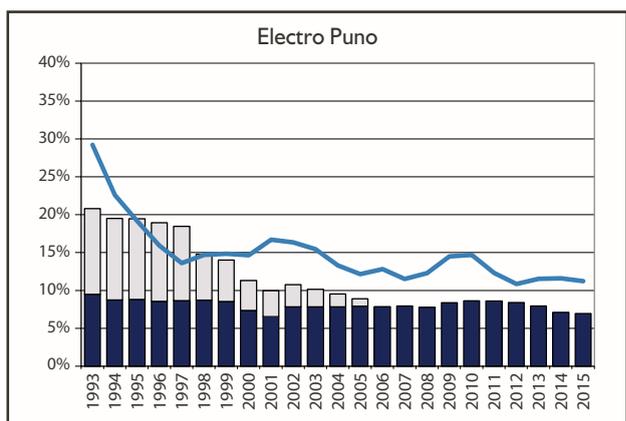
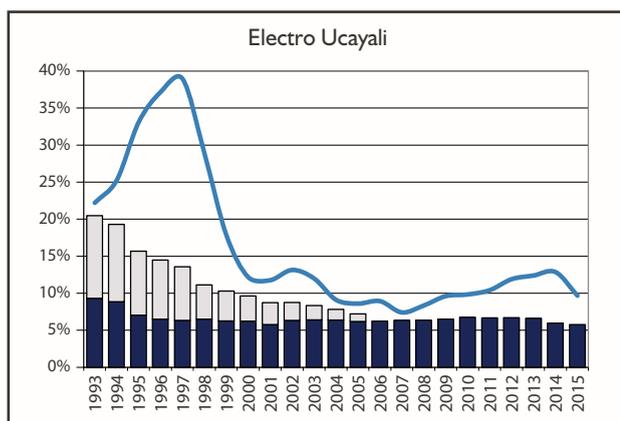
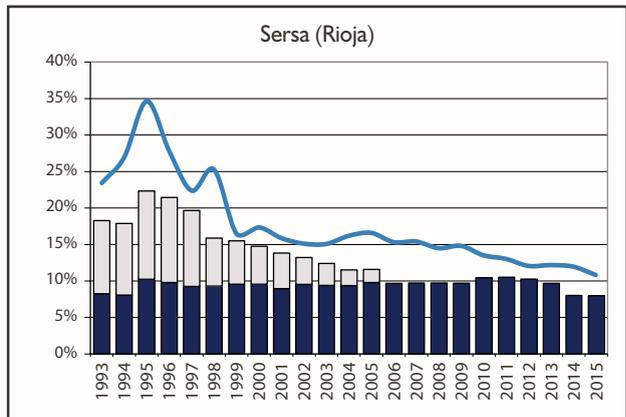
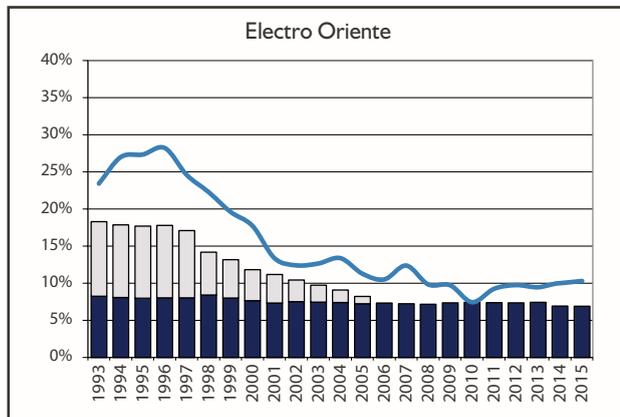
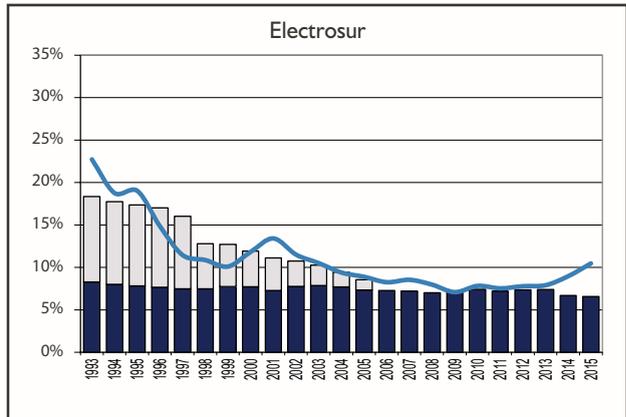
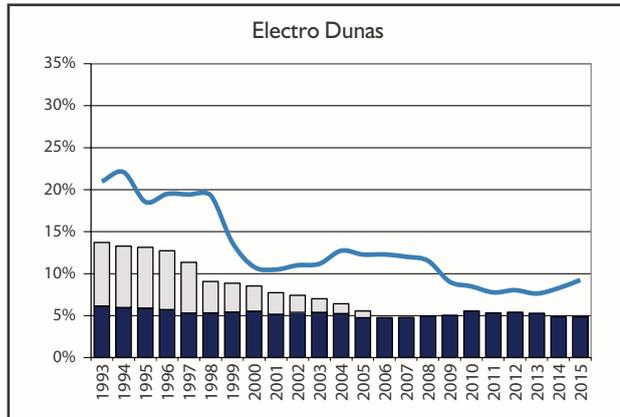
INFORMACIÓN ESTADÍSTICA



(*) Cifras acumuladas al IV Trimestre del 2015.

Pérdidas Estándar
 Pérdidas Reconocidas
 Pérdidas Reales

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA



(*) Cifras acumuladas al IV Trimestre del 2015.

Pérdidas Estándar
 Pérdidas Reconocidas
 Pérdidas Reales

SITUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE LAS EMPRESAS DE ELECTRICIDAD AL 31/12/2015

Los resultados económicos que se presentan a continuación se refieren a las cifras de los estados financieros de las empresas eléctricas que, en cumplimiento al artículo 59° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, remiten a OSINERGMIN. Para efectos de análisis y comparación con las cifras presentadas al 31 de diciembre de 2015, todas las cifras correspondientes en millones de nuevos soles han sido reexpresadas a nuevos soles de diciembre 2015, utilizando para ello el índice (IPM) publicado por el INEI.

Balance General

El total de activos para diciembre del 2015 fue de S/. 51 588.80 millones. Los activos están conformados sustancialmente por activos fijos, los cuales a diciembre del 2015 ascienden a S/. 35 249,21 millones representando el 68.33% del total de activos.

Del total de activos totales S/. 51 588.80 millones (100%); el 55,39% de activos corresponden al conjunto de empresas generadoras, el 12,52% a las empresas transmisoras y el 32,09% a las empresas de distribución.

Reagrupando la información por sistema, se tiene que el 97,79% (S/. 50 447.39 millones) de los activos totales corresponde al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y el 2.21% (S/. 1 141.40 millones) a los Sistemas Aislados.

Al cierre de diciembre 2015, el pasivo total asciende a S/. 25 004,26 millones lo cual representa el 48,47% de los activos totales.

En relación a la estructura del pasivo por subsector; el 55,02% de pasivos corresponden al conjunto de empresas generadoras, el 16,28% a las empresas transmisoras y el 28,71% a las empresas de distribución.

Asimismo el pasivo corriente asciende a S/. 9 430.69 millones (37,72% del pasivo) y el pasivo no corriente fue de S/. 15 573,58 millones (62,28% del pasivo).

El patrimonio neto a diciembre del 2015 asciende a S/. 26 584,53 millones, el cual representa el 51,53% de los activos totales.

Cabe destacar que el 55,74% del total del patrimonio neto corresponde a las empresas generadoras, mientras que a las empresas distribuidoras 35,27% y el 8,99% a las de transmisión.

BALANCE GENERAL POR ACTIVIDAD Al 31 de diciembre de 2015 (Expresado en Millones de Nuevos Soles)

Descripción	Generadoras	Transmisoras	Distribuidoras	Total
ACTIVO				
ACTIVO CORRIENTE	5.304,30	662,55	2.601,64	8.568,48
ACTIVO NO CORRIENTE	23.270,85	5.796,76	13.952,69	43.020,31
Activo Fijo	21.495,18	174,48	13.579,55	35.249,21
Otros activos no corrientes	1.140,88	4.909,99	161,09	6.211,96
TOTAL ACTIVO	28.575,15	6.459,31	16.554,33	51.588,80
PASIVO Y PATRIMONIO				
PASIVO	13.756,65	4.069,65	7.177,97	25.004,26
PASIVO CORRIENTE	5.786,31	471,72	3.172,66	9.430,69
PASIVO NO CORRIENTE	7.970,34	3.597,93	4.005,31	15.573,58
PATRIMONIO NETO	14.818,50	2.389,66	9.376,37	26.584,53
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	28.575,15	6.459,31	16.554,33	51.588,80

BALANCE GENERAL POR ACTIVIDAD
Al 31 de diciembre de 2015
(Expresado en Millones de Nuevos Soles)

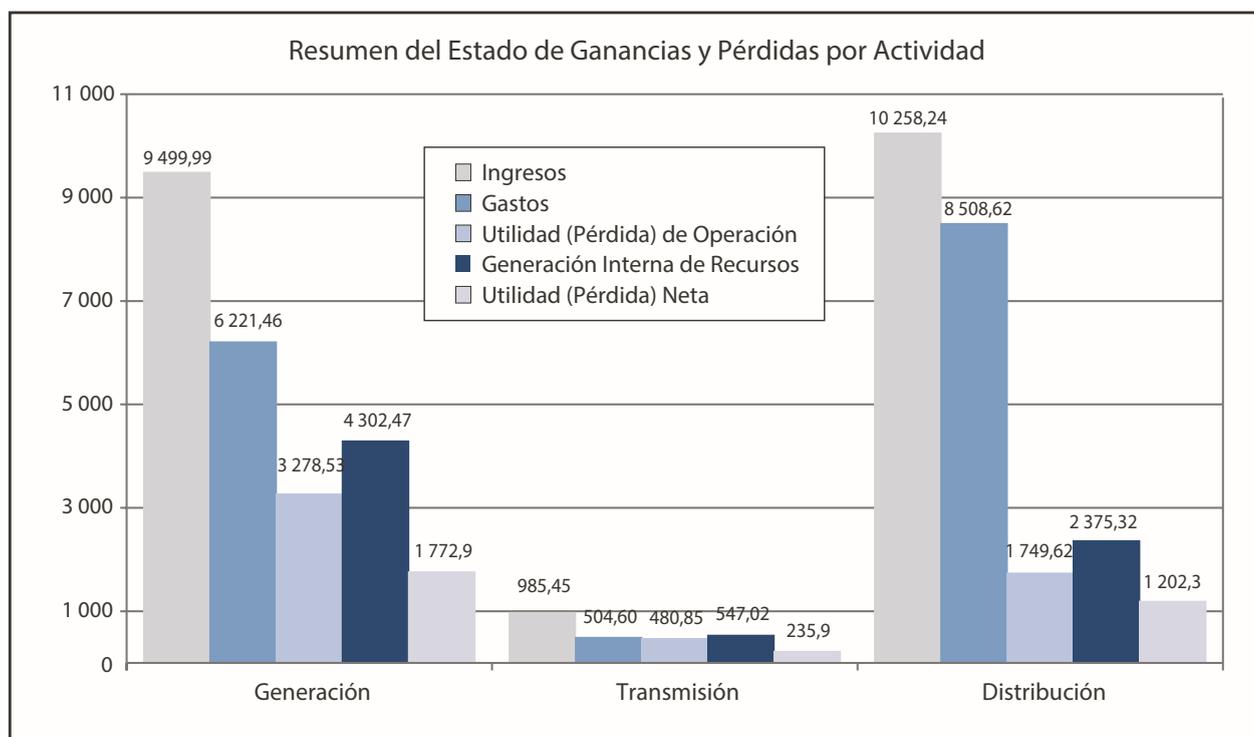
Descripcion	ACTIVO CORRIENTE	ACTIVO NO CORRIENTE	PASIVO CORRIENTE	PASIVO NO CORRIENTE	PATRIMONIO NETO
Celepsa	90,08	1.076,79	200,11	271,25	695,51
Chinango Generador	36,70	540,80	40,17	194,95	342,39
Edegel	528,58	3.480,67	565,22	906,14	2.537,90
Eepsa	231,42	392,35	92,29	229,62	301,86
Egasa	376,66	550,81	61,39	24,45	841,63
Egamsa	68,63	872,54	60,49	144,33	736,35
Egenor	382,46	832,92	40,75	425,53	749,10
Egesur	71,88	103,31	17,17	15,60	142,42
Electroperú	1.102,81	2.739,42	230,60	601,61	3.010,03
Energía Eólica S.A.	147,25	581,45	37,00	569,30	122,40
Enersur	751,31	6.250,10	1.149,72	2.884,81	2.966,89
Kallpa	595,04	1.781,01	898,87	1.161,98	315,20
San Gabán	87,23	364,26	29,43	39,01	383,04
Shougesa	151,75	35,40	53,65	9,43	124,07
Sinersa	29,39	273,58	36,28	160,52	106,17
SN POWER PERU	207,47	2.844,25	2.198,25	70,83	782,64
Termochilca	193,93	365,15	48,88	232,05	278,14
Termoselva	251,71	186,05	26,06	28,94	382,76
Total Generadoras	5.304,30	23.270,85	5.786,31	7.970,34	14.818,50
Eteselva	76,55	118,16	4,68	16,35	173,67
Isa-Perú	22,84	134,76	32,25	17,73	107,63
Redesur	114,91	265,44	27,18	261,32	91,85
Rep	152,17	1.627,16	212,36	884,48	682,49
Transmisora Eléctrica del Sur S.A.	28,38	253,35	17,72	143,32	120,69
Transmantaro	267,70	3.397,89	177,53	2.274,73	1.213,34
Total Tranamsisoras	662,55	5.796,76	471,72	3.597,93	2.389,66
Adinelsa	68,48	224,45	6,68	8,57	277,67
Chavimochic	20,26	24,13	0,00	0,00	44,39
Coelvisac	27,62	101,69	29,39	58,84	41,08
Edelnor	470,91	3.243,52	922,46	1.294,91	1.497,05
Eilhicha	1,96	0,76	0,57	0,06	2,09
Electro Dunas	72,64	410,71	94,11	140,75	248,48
Electro Oriente	239,97	837,36	204,92	169,75	702,65
Electro Puno	106,84	319,53	50,45	57,77	318,15
Electro Sur Este	129,15	693,41	106,46	26,59	689,51
Electro Tocache	7,65	6,16	5,65	0,00	8,16
Electro Ucayali	79,11	164,08	20,34	47,93	174,92
Electrocentro	141,11	1.058,72	195,03	83,67	921,13
Electronoroeste	164,37	646,99	209,18	76,51	525,67
Electronorte	125,93	534,64	114,57	143,77	402,23
Electrosur	65,94	202,76	38,89	51,02	178,80
Emseusa	1,38	5,45	0,56	0,30	5,98
Hidrandina	171,18	1.286,37	315,98	126,35	1.015,22
Luz del Sur	560,13	3.752,11	765,77	1.610,95	1.935,52
Perú Micro Energía	3,68	6,77	0,15	4,13	6,18
Seal	142,09	431,93	91,06	103,43	379,52
Sersa	1,25	1,15	0,45	0,00	1,95
Total Distribuidoras	2.601,64	13.952,69	3.172,66	4.005,31	9.376,37
TOTAL	8.568,48	43.020,31	9.430,69	15.573,58	26.584,53
SEIN	8.301,95	42.145,45	9.224,61	15.399,40	25.823,38
SIA	266,54	874,87	206,08	174,18	761,15
Total general	8.568,48	43.020,31	9.430,69	15.573,58	26.584,53

Estado de Ganancias y Pérdidas

Al 30 de Diciembre de 2015, el sector eléctrico registró ingresos por S/. 20 743.68 millones. Los gastos operativos fueron de S/. 15 234.67 millones (73,44% de los ingresos), resultando una utilidad operativa de S/. 5 509.01 millones (26.56% de los ingresos). La utilidad neta del periodo fue de S/. 3 211.16 millones representando el 15.48% de los ingresos totales.

RESUMEN DEL ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS Al 31 de diciembre de 2015 (Expresado en Millones de Nuevos Soles)

Concepto	Generación	Transmisión	Distribución	Total
Ingresos	9.499,99	985,45	10.258,24	20.743,68
Gastos	6.221,46	504,60	8.508,62	15.234,67
Combustibles y lubricantes	1.551,73	-	147,87	1.699,61
Compra de energía	2.265,73	1,02	5.830,76	8.097,51
Cargas de personal	471,71	77,94	548,30	1.097,95
Servicios prestados por terceros	400,03	129,00	896,18	1.425,21
Provisiones del ejercicio	1.023,93	66,17	625,70	1.715,80
Otros Gastos	508,32	230,46	459,81	1.198,59
Utilidad (Pérdida) de Operación	3.278,53	480,85	1.749,62	5.509,01
Utilidad de operación / ingresos	0,35	0,49	0,17	0,27
Ingresos (Gastos) no Operativos	-697,95	-132,02	-32,98	-862,95
Utilidad (Pérdida) Neta	1.772,92	235,89	1.202,34	3.211,16
Generación Interna de Recursos	4.302,47	547,02	2.375,32	7.224,81



ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS
Al 31 de diciembre de 2015
(Expresado en Millones de Nuevos Soles)

DESCRIPCIÓN	INGRESOS	GASTOS	UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION	GIR	UTILIDAD (PERDIDA) NETA
Celepsa	308,21	252,01	56,20	99,30	-0,26
Chinango Generador	184,73	77,92	106,81	122,30	73,96
Edegel	1.657,39	1.118,56	538,83	771,75	443,30
Eepsa	214,48	123,56	90,92	116,87	37,55
Egasa	284,11	225,28	58,83	90,24	69,40
Egamsa	136,62	77,83	58,79	83,40	49,50
Egenor	417,64	268,39	149,25	189,47	145,63
Egesur	63,95	55,70	8,24	14,26	8,94
Electroperú	1.086,76	636,51	450,26	583,50	433,57
Energía Eólica S.A.	125,08	57,65	67,43	98,75	-11,12
Enersur	2.431,65	1.492,45	939,20	1.140,71	618,22
Kallpa	1.437,70	1.093,92	343,78	487,00	-25,81
San Gabán	129,62	83,85	45,77	65,87	43,84
Shougesa	96,63	63,06	33,56	38,13	24,99
Sinersa	36,38	15,16	21,22	24,69	5,61
SN POWER PERU	353,80	222,18	131,62	173,98	-240,92
Termochilca	240,60	199,67	40,94	51,42	12,39
Termoselva	294,64	157,77	136,87	150,83	84,14
Total Generadoras	9.499,99	6.221,46	3.278,53	4.302,47	1.772,92
Etesselva	26,43	19,97	6,46	18,02	-3,16
Isa-Perú	41,53	14,96	26,57	29,04	18,81
Redesur	53,17	25,71	27,46	36,55	12,73
Rep	473,06	253,87	219,18	246,56	125,07
Transmisora Eléctrica del Sur S.A.	22,20	13,40	8,80	17,50	-3,80
Transmantaro	369,07	176,68	192,39	199,36	86,25
Total Transmisoras	985,45	504,60	480,85	547,02	235,89
Adinelsa	95,73	99,99	-4,26	13,45	0,77
Chavimochic	9,13	6,13	3,00	5,08	3,13
Coelvisac	93,97	89,86	4,11	8,11	3,23
Edelnor	2.716,06	2.211,44	504,62	659,30	309,33
Eilhicha	1,03	2,00	-0,97	-0,69	0,28
Electro Dunas	240,57	204,13	36,44	52,71	17,12
Electro Oriente	467,18	437,89	29,29	78,90	34,91
Electro Puno	171,36	144,82	26,54	39,17	19,72
Electro Sur Este	354,26	296,46	57,80	91,68	39,42
Electro Tocache	26,14	22,56	3,58	4,05	1,37
Electro Ucayali	158,14	142,28	15,86	24,22	18,75
Electrocentro	501,89	409,06	92,82	148,26	77,48
Electronoroeste	612,39	500,65	111,74	140,08	67,01
Electronorte	387,13	336,33	50,80	71,50	35,19
Electrosur	164,63	146,77	17,86	27,30	14,16
Emseusa	2,34	1,83	0,51	0,80	0,36
Hidrandina	855,76	721,81	133,95	218,80	83,28
Luz del Sur	2.937,23	2.332,18	605,05	703,40	426,25
Perú Micro Energía	3,11	2,10	1,01	2,15	0,80
Seal	454,90	395,49	59,41	86,51	49,32
Sersa	5,30	4,83	0,47	0,54	0,47
Total Distribuidoras	10.258,24	8.508,62	1.749,62	2.375,32	1.202,34
TOTAL	20.743,68	15.234,67	5.509,01	7.224,81	3.211,16
Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	20.256,61	14.781,89	5.474,73	7.137,34	3.171,48
Sistemas Aislados	487,07	452,78	34,28	87,47	39,68
TOTAL	20.743,68	15.234,67	5.509,01	7.224,81	3.211,16

Ratios Financieros

En función a los estados financieros de las empresas al 31 de diciembre de 2015 se ha preparado ratios a nivel de empresa y consolidado por tipo y sistema.

Para los totales consolidados por tipo de empresa, estos ratios fueron calculados sobre la agregación de las cuentas de las empresas que pertenecen a cada grupo, bajo el supuesto de que el conjunto creado en cada caso funciona como una empresa.

RESUMEN DE RATIOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 (En Millones de Nuevos Soles)

Descripción	Razón Corriente	Efectividad de Cobranza	Endeudamiento patrimonial	GIR sobre patrimonio (%)	GIR sobre Activo No Corriente (%)	Gastos en personal (%)
Celepsa	0,45	40,31	0,68	14,28%	9,22%	11,99%
Chinango Generador	0,91	33,99	0,69	35,72%	22,62%	10,42%
Edegel	0,94	70,28	0,58	30,41%	22,17%	8,96%
Eepsa	2,51	47,36	1,07	38,72%	29,79%	12,04%
Egasa	6,14	48,74	0,10	10,72%	16,38%	9,24%
Egensa	1,13	65,00	0,28	11,33%	9,56%	14,46%
Egenor	9,39	34,27	0,62	25,29%	22,75%	23,01%
Egesur	4,19	50,04	0,23	10,02%	13,81%	17,28%
Electroperú	4,78	43,78	0,28	19,39%	21,30%	11,06%
Enersur	3,97	48,81	1,01	18,49%	14,08%	16,31%
Kallpa	3,98	122,44	4,95	80,68%	16,98%	5,24%
San Gabán	0,65	44,61	1,36	38,45%	18,25%	5,86%
Shougesa	0,66	42,55	6,54	154,50%	27,34%	15,39%
Sinersa	2,96	34,30	0,18	17,20%	18,08%	7,72%
SN POWER PERU	2,83	81,04	0,51	30,73%	107,72%	24,61%
Termoselva	0,81	48,05	1,85	23,25%	9,02%	25,20%
Energía Eólica S.A.	9,66	40,05	0,14	39,41%	81,07%	3,93%
Termochilca	0,09	67,73	2,90	22,23%	6,12%	0,18%
GENERACIÓN	0,92	50,69	0,93	29,03%	18,49%	9,18%
Eteselva	16,36	19,00	0,12	10,38%	15,25%	11,87%
Isa-Perú	0,71	30,00	0,46	26,98%	21,55%	9,80%
Redesur	4,23	40,00	3,14	39,80%	13,77%	22,84%
REP	0,72	36,00	1,61	36,13%	15,15%	26,40%
Transmisora Eléctrica del Sur S.A.	1,60	52,00	1,33	14,50%	6,91%	14,06%
Transmantaro	1,51	45,00	2,02	16,43%	5,87%	16,14%
TRANSMISIÓN	1,40	39,00	1,70	22,89%	9,44%	21,00%
Adinelsa	10,25	48,40	0,05	4,84%	5,99%	83,24%
Chavimochic	-	38,26	0,00	11,44%	21,05%	38,82%
Coelvisac	0,94	56,26	2,15	19,75%	7,98%	14,71%
Edelnor	0,51	46,20	1,48	44,04%	20,33%	10,43%
Eilhicha	3,46	166,69	0,30	-32,77%	-90,15%	105,44%
Electro Dunas	0,77	60,63	0,93	21,21%	12,83%	15,73%
Electro Oriente	1,17	51,63	0,53	11,23%	9,42%	23,41%
Electro Puno	2,12	65,04	0,34	12,31%	12,26%	16,71%
Electro Sur Este	1,21	58,84	0,19	13,30%	13,22%	21,48%
Electro Tocache	1,35	59,68	0,69	49,70%	65,81%	21,52%
Electro Ucayali	3,89	52,77	0,39	13,85%	14,76%	12,90%
Electrocentro	0,72	56,48	0,30	16,10%	14,00%	23,00%
Electronoroeste	0,79	62,85	0,54	26,65%	21,65%	14,38%
Electronorte	1,10	57,77	0,64	17,78%	13,37%	14,04%
Electrosur	1,70	45,40	0,50	15,27%	13,47%	16,79%
Emseusa	2,48	95,68	0,14	13,44%	14,73%	13,76%
Hidrandina	0,54	56,67	0,44	21,55%	17,01%	15,45%
Luz del Sur	0,73	55,95	1,23	36,34%	18,75%	9,95%
Perú Micro Energía	25,16	1,95	0,69	34,80%	31,76%	27,66%
Seal	1,56	51,69	0,51	22,79%	20,03%	16,04%
Sersa	2,78	52,55	0,23	27,68%	46,92%	20,99%
DISTRIBUCIÓN	0,82	53,62	0,77	25,33%	17,02%	14,08%
TOTAL	0,90	51,01	0,93	27,18%	16,79%	12,16%
Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	0,89	50,94	0,94	27,64%	16,94%	11,89%
Sistemas Aislados	1,63	53,68	0,53	11,49%	10,00%	23,65%
TOTAL	0,90	51,01	0,93	27,18%	16,79%	12,16%

MODIFICACIÓN DE PEAJES

Mediante la Resolución Osinergmin N° 075-2016-OS/CD se modifican los Peajes correspondientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión de las empresas ISA PERÚ y REDESUR a partir del 01 de mayo de 2016.

APROBACIÓN DEL FACTOR DE BALANCE DE POTENCIA COINCIDENTE EN HORAS DE PUNTA (FBP)

Mediante la Resolución Osinergmin N° 091-2016-OS/CD se aprobaron los Factores de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (FBP) a nivel de empresa aplicable al VADMT y VADBT para los sistema de distribución eléctrica Lima Norte perteneciente a Edelnor y a los sistemas de distribución eléctrica con demanda máxima mayor a 12 MW y factor de carga mayor a 0.55, vigentes desde el 01 de mayo de 2016 hasta el 30 de abril de 2017.

Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (FBP)

Empresa	Sistema	FBP
Edelnor	Lima Norte	
	FBP MT	0,8636
	FBP BT	0,9473
Empresa	Sistema	FBP
Electrocentro	Ayacucho	0,9334
	Huancayo	
	Huancayo	
Electronorte	Chiclayo	0,8473
	Chiclayo Baja Densidad	
	Olmos	
Hidrandina	Cajamarca	0,8305
	Chimbote	
	Guadalupe	
	Trujillo	
	Caraz-Carhuaz-Huaraz	
Electronoroeste	Piura	1,0175
	Tumbes	
	Sullana	
	Paita	
Electro Oriente	Iquitos	0,8336
	Tarapoto	
Electrosur	Tacna	0,8628
Electro Sur Este	Cusco	0,8641
Electro Dunas	Chincha	0,8615
	Ica	
	Chincha Baja Densidad	
	Santa Margarita	
Electro Ucayali	Pucallpa	0,8582
Luz del Sur	Cañete	0,9110
	Lima Sur	
Seal	Arequipa	0,8132

FIJAN LOS FACTORES DE PONDERACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Mediante la Resolución Osinergmin N° 092-2016-OS/CD se fijaron los Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución por Sector Típico y del Valor Agregado de Distribución de los Sistemas Eléctricos Rurales, de cada una de las empresas de distribución eléctrica para el periodo 01 de mayo de 2016 al 30 de abril de 2017:

Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución por Sector Típico (VADMT) y del Valor Agregado de Distribución de los Sistemas Eléctricos Rurales en Media Tensión

Empresa	Factor de Ponderación por Sector Típico (%)								Total
	1	2	3	4	5	6	Especial	Sistemas Eléctricos Rurales	
Adinelsa						1,29%		98,71%	100%
Chavimochic			99,03%					0,97%	100%
Coelvisac		3,41%	5,22%		0,44%		90,93%		100%
Edelnor	93,65%		6,10%	0,17%	0,03%	0,02%		0,03%	100%
Edelsa			100,00%						100%
Egepsa			100,00%						100%
Eilhicha			8,65%					91,35%	100%
Electro Dunas		63,92%	29,23%	4,69%	1,13%	0,68%		0,35%	100%
Electro Oriente		62,58%	11,54%	18,27%	4,01%	1,33%		2,27%	100%
Electro Pangoa		100,00%							100%
Electro Puno		53,84%	13,99%	5,18%	8,32%	18,14%		0,53%	100%
Electro Sur Este		66,38%	2,99%	13,77%	9,40%	5,53%		1,93%	100%
Electro Tocache				93,37%				6,63%	100%
Electro Ucayali		89,62%	9,57%					0,81%	100%
Electrocentro		49,98%	19,55%	12,79%	9,08%	3,66%		4,94%	100%
Electronoroeste		76,84%	8,77%	9,62%		0,21%		4,56%	100%
Electronorte		70,13%	25,34%	2,91%	0,54%	0,20%		0,88%	100%
Electrosur		56,00%	36,83%	5,19%	1,98%				100%
Emsemsa			100,00%						100%
Emseusa			100,00%						100%
Esempat								100,00%	100%
Hidrandina		71,37%	13,76%	7,17%	3,13%	2,45%		2,12%	100%
Luz del Sur	98,79%	1,08%		0,13%					100%
Seal		79,21%	7,26%	11,79%	0,78%	0,63%		0,33%	100%
Sersa			100,00%						100%

Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución por Sector Típico (VADBT) y del Valor Agregado de Distribución de los Sistemas Eléctricos Rurales en Baja Tensión

Empresa	Factor de Ponderación por Sector Típico (%)								Total
	1	2	3	4	5	6	Especial	Sistemas Eléctricos Rurales	
Adinelsa						1,89%		98,11%	100%
Chavimochic			96,96%					3,04%	100%
Coelvisac		46,62%			6,74%		46,64%		100%
Edelnor	94,64%		5,04%	0,19%	0,05%	0,03%		0,05%	100%
Edelsa			100,00%						100%
Egepsa			100,00%						100%
Eilhicha			8,65%					91,35%	100%
Electro Dunas		83,27%	11,17%	2,57%	1,02%	1,14%		0,83%	100%
Electro Oriente		63,27%	13,60%	16,23%	2,53%	1,53%		2,84%	100%
Electro Pangoa		100,00%							100%
Electro Puno		63,67%	7,03%	5,21%	9,05%	14,26%		0,78%	100%
Electro Sur Este		65,34%	3,59%	13,46%	9,55%	5,99%		2,07%	100%
Electro Tocache				90,44%				9,56%	100%
Electro Ucayali		91,89%	6,65%					1,46%	100%
Electrocentro		49,93%	18,47%	13,02%	9,18%	4,03%		5,37%	100%
Electronoroeste		72,45%	10,17%	9,93%		0,44%		7,01%	100%
Electronorte		73,63%	21,36%	3,29%	0,34%	0,16%		1,22%	100%
Electrosur		61,61%	33,22%	3,05%	2,12%				100%
Emsemsa			100,00%						100%
Emseusa			100,00%						100%
Esempat								100,00%	100%
Hidrandina		77,20%	11,38%	3,89%	1,83%	2,29%		3,41%	100%
Luz del Sur	98,66%	1,16%		0,18%					100%
Seal		81,75%	8,22%	8,40%	0,41%	0,82%		0,40%	100%
Sersa			100,00%						100%

APROBACIÓN DE LOS FACTORES DE PONDERACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA (EP)

Mediante la Resolución Osinergmin N° 093-2016-OS/CD se aprobaron los Factores de Ponderación del Precio de la Energía (Ep) por empresa de distribución eléctrica, aplicables para el cálculo del cargo de energía de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT6 y BT7, aplicables desde el 01 de mayo de 2016 hasta el 30 de abril de 2017.

Aprobación de los Factores de Ponderación del Precio de la Energía (Ep)

Empresa	Ep
Edelnor	0,238
Luz del Sur	0,227
Electrocentro	0,274
Electronorte	0,26
Hidrandina	0,257
Electronoroeste	0,259
Electro Dunas	0,25
Coelvisac	0,228
Emsemsa	0,222
Electro Tocache	0,261
Electrosur	0,249
Electro Sur Este	0,27
Electro Puno	0,274
Seal	0,238
Electro Ucayali	0,248
Electro Oriente	0,252
Sersa	0,324
Emseusac	0,255
Electro Pangoa	0,254
Adinelsa	0,359
Egepsa	0,233
Edelsa	0,252
Proyecto Especial Chavimochic	0,267
Esempat	0,299
Esempat	0,300

APROBACIÓN DEL FACTOR DE RECARGO DEL FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA

Mediante la Resolución Osinergmin N° 094-2016-OS/CD se aprobó el Factor de Recargo del Fondo de Compensación Social Eléctrica aplicable a los cargos tarifarios de los usuarios del servicio público de electricidad de los sistemas interconectados a que se refiere el Artículo 2° de la Ley N° 27510, aplicable en la facturación del periodo comprendido entre el 1 de Mayo de 2016 al 3 de Agosto de 2016 y el Programa Trimestral de Transferencias Externas correspondiente al periodo 1 de Mayo de 2016 al 3 de Agosto de 2016



Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Editado y producido por Osinergmin

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N° 2013-10617

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

Av. Canadá 1460, Lima 41, Perú

Teléfonos: (511) 224 0487 - 224 0488

Fax: (511) 224 0491

Correo Electrónico: postmaster.gart@osinergmin.gob.pe

Sitio Web: <http://www.osinergmin.gob.pe>

Diseño y diagramación: Teps Group S.A.C. - tepsgroup@yahoo.es

COMITÉ EDITORIAL:

Víctor Ormeño Salcedo

Luis Grajeda Puellas

Jaime Mendoza Gacón

Miguel Révolo Acevedo

vormeno@osinergmin.gob.pe

lgrajeda@osinergmin.gob.pe

jmendoza@osinergmin.gob.pe

mrevolo@osinergmin.gob.pe

AUTOR (Artículo Técnico):

Yurika Roque Sarmiento

Josías Olivares Ramos

COLABORADORES

Jorge Antonio Copello Zevallos

Jack Guillermo Alvarado

Severo Buenalaya

Abel Huanca Astoquillca

jcopello@osinergmin.gob.pe

jguillermo@osinergmin.gob.pe

ahuancaa@osinergmin.gob.pe