



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS  
**ANUARIO EJECUTIVO DE  
ELECTRICIDAD 2016**





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

# ANUARIO EJECUTIVO DE ELECTRICIDAD 2016

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD  
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS Y PROMOCIÓN ELÉCTRICA





# ANUARIO EJECUTIVO DE ELECTRICIDAD 2016

**Ministra de Energía y Minas**

Angela María Del Rosario Grossheim Barrientos

**Viceministro de Energía**

Raúl García Carpio

**Director General de Electricidad**

Víctor Teodoro Carlos Estrella

Ministerio de Energía y Minas  
<http://www.minem.gob.pe>  
Av. Las Artes Sur 260 - Lima 41  
Teléfono: 411 - 1100



# ANUARIO EJECUTIVO DE ELECTRICIDAD 2016

El Ministerio de Energía y Minas, presenta el Anuario Ejecutivo de Electricidad 2016, con la finalidad de difundir el análisis económico - energético de los aspectos relevantes del sector que involucra el desarrollo de las actividades relacionadas a la industria eléctrica, así como la demanda y el abastecimiento del servicio de electricidad para los usuarios finales en los últimos 10 años.

En el marco de la Política Energética Nacional, se promueve el desarrollo energético sostenible con participación de la inversión privada con normativa del Estado, el fortalecimiento de la infraestructura requerida en la cadena de valor de la industria eléctrica impulsando una gestión eficiente de los impactos sociales y ambientales, así como fomentar una mayor participación de las energías renovables.

Entre los aspectos destacables se difunde el desarrollo de la economía vinculado al crecimiento del subsector electricidad en infraestructura, diversificación de recursos energéticos, abastecimiento, calidad de servicio. Con mayores impactos en la minería, la industria, agroindustria, confecciones y el impulso de otros servicios; al igual que el incremento de la cobertura eléctrica en zonas aisladas, a fin de mejorar la calidad de vida de la población a nivel nacional.

Finalmente, el Anuario Ejecutivo de Electricidad 2016 fue estructurado en siete capítulos y anexos, conteniendo el análisis de indicadores de la economía peruana y el subsector eléctrico, con énfasis en el impacto que este genera en el desarrollo del país. Dicha información explica la evolución de los últimos 10 años correspondiente a las principales variables de la industria eléctrica; las fuentes de energía utilizadas por el parque generador; las inversiones efectuadas; el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables no convencionales; y el posicionamiento del mercado eléctrico peruano con respecto al de los principales países de América Latina.

**Dirección General de Electricidad**



## CONTENIDO

### 01

#### SITUACIÓN DE LA ECONOMÍA Y ENERGÍA EN EL PERÚ

18

1.1	Economía mundial	20
1.2	Economía peruana	23
1.2.1	Sector real	24
1.2.2	Inflación y tipo de cambio	29
1.2.3	Sector fiscal	30
1.3	Situación energética mundial	32
1.4	Situación energética nacional	34

### 02

#### IMPORTANCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

38

2.1	En la inversión nacional	39
2.2	En el producto bruto interno	41
2.3	En el mercado de capitales	42
2.4	En la recaudación	43
2.5	En el empleo nacional	44

### 03

#### SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL PERÚ

46

3.1	Instituciones del sector eléctrico	47
3.2	Estructura del mercado eléctrico	50
3.3	Situación a nivel nacional del mercado eléctrico y uso propio ó autogeneración	52
3.4	Situación a nivel de mercado eléctrico nacional	54
3.4.1	Potencia efectiva en el SEIN	55
3.4.2	Evolución de la oferta y demanda en el SEIN	55

3.4.3	Costo marginal y tarifa en barra	56
3.4.4	Evolución de precios en el mercado eléctrico	57
3.4.5	Análisis financiero del sector eléctrico	59
3.5	Empresas del sector eléctrico	64
3.6	Participación de las tecnologías RER en el SEIN	68

### 04

#### ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

70

4.1	Generación	71
4.1.1	Infraestructura de generación	71
4.1.2	Operación de la generación eléctrica	73
4.1.2.1	Producción	73
4.1.2.2	Cobertura de la máxima demanda	77
4.1.3	Generación con recursos energéticos renovables - RER	78
4.2	La transmisión eléctrica	79
4.2.1	Infraestructura de transmisión	80
4.2.2	Operación de la transmisión eléctrica	80
4.2.2.1	Pérdidas en transmisión	80
4.3	La distribución eléctrica	81
4.3.1	Operación de la distribución eléctrica	81
4.3.1.1	Número de usuarios	81
4.3.1.2	Pérdidas de distribución	81
4.4	Comercialización y precios	82
4.4.1	Precios medios de energía	82
4.4.2	Ventas de energía eléctrica a usuarios finales	83
4.4.3	Facturación a clientes finales	84

**05****ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO POR REGIONES DEL PERÚ** 86

5.1	Infraestructura de generación	86
5.2	Producción de energía eléctrica	87
5.3	Número de clientes	88
5.4	Ventas de energía	89

**06****POTENCIAL HIDROELÉCTRICO Y RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES** 92

6.1	Potencial hidroeléctrico	92
6.2	Potencial eólico	93
6.3	Potencial solar	95
6.4	Potencial geotérmico	95

**07****MERCADO ELÉCTRICO EN AMÉRICA LATINA** 98

7.1	Reformas en el sector eléctrico	99
7.1.1	Estructura de la industria eléctrica	99
7.1.2	Principales instituciones que intervienen en el sector eléctrico	100
7.1.3	Tipos de usuarios finales en el sector eléctrico	100
7.1.4	Evolución del PBI y los consumos per cápita de energía eléctrica	101
7.2	Regulaciones principales del sector eléctrico al 2015	104
7.3	Indicadores del sector eléctrico	104
7.4	Impulso a la generación eléctrica con recursos energéticos renovables	106
7.5	Transmisión e interconexión eléctrica	107
7.6	Precios	108

**08****ANEXOS**

8.	ANEXOS	112
----	--------	-----

**09****REFERENCIAS**

9.	REFERENCIAS	114
----	-------------	-----

## ABREVIATURAS

<b>AIE:</b>	Agencia Internacional de la Energía.	<b>FOSE:</b>	Fondo de Compensación Social Eléctrico.
<b>AL:</b>	América Latina.	<b>GLP:</b>	Gas Licuado de Petróleo.
<b>ANA:</b>	Autoridad Nacional del Agua.	<b>IGBVL:</b>	Índice General de la Bolsa de Valores de Lima.
<b>ANEEL:</b>	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil).	<b>IGV:</b>	Impuesto General a las Ventas.
<b>APP:</b>	Asociación Público Privada.	<b>INDECOPI:</b>	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual.
<b>AT:</b>	Alta Tensión.	<b>INEI:</b>	Instituto Nacional de Estadística e Informática.
<b>BCRP:</b>	Banco Central de Reserva del Perú.	<b>IRENA:</b>	Agencia Internacional de la Energía Renovable.
<b>BM:</b>	Banco Mundial.	<b>LATAM:</b>	Latinoamérica.
<b>BT:</b>	Baja Tensión.	<b>LCE:</b>	Ley de Concesiones Eléctricas, Ley N° 25884.
<b>BVL:</b>	Bolsa de Valores de Lima.	<b>Ley N° 28832:</b>	Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.
<b>CAGR:</b>	Tasa de Crecimiento Anual Compuesto.	<b>LME:</b>	London Metal Exchange.
<b>CDEC:</b>	Centro de Despacho Económico (Chile).	<b>MAT:</b>	Muy Alta Tensión.
<b>CENACE:</b>	Centro Nacional de Control de Energía. (México)	<b>MEF:</b>	Ministerio de Economía y Finanzas.
<b>CIF:</b>	Costo, Seguro y Flete	<b>MEM:</b>	Ministerio de Energía y Minas.
<b>COES:</b>	Comité de Operación Económica del Sistema.	<b>MinMinas:</b>	Ministerio de Minas y Energía (Colombia).
<b>CRE:</b>	Comisión Reguladora de Energía (México).	<b>MT:</b>	Media Tensión.
<b>CREG:</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia).	<b>Mtoe:</b>	Millones de Toneladas de Petróleo Equivalente.
<b>D.L.:</b>	Decreto Legislativo.	<b>MUSD:</b>	Millones de dólares de los Estados Unidos de América.
<b>D.S.:</b>	Decreto Supremo.	<b>OCDE:</b>	Organización de Cooperación y Desarrollo Económico.
<b>EBITDA:</b>	Beneficio antes de Intereses, impuestos, depreciación y Amortización.	<b>OLADE:</b>	Organización Latinoamericana de Energía.
<b>EIA:</b>	Administración de la Información en Energía.	<b>Osinergmin:</b>	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
<b>EMBIG Perú:</b>	Índice de Bonos de Mercados Emergentes del Perú.	<b>PBI:</b>	Producto Bruto Interno.
<b>ENAH0:</b>	Encuesta Nacional de Hogares.	<b>PPP:</b>	Paridad de Poder de Compra.
<b>EPE:</b>	Empresa de Pesquisa Energética (Brasil).	<b>Proinversión:</b>	Agencia de Promoción de la Inversión Privada.
<b>FISE:</b>	Fondo de Inclusión Social Energético.	<b>RER:</b>	Recursos Energéticos Renovables.
<b>FIT:</b>	Mecanismo de Tarifas Fijas para energía renovable.		
<b>FMI:</b>	Fondo Monetario Internacional.		
<b>FONAFE:</b>	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado.		

<b>RLCE:</b>	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo N°009-93-EM.
<b>ROA:</b>	Tasa de Retorno sobre Activos.
<b>ROE:</b>	Tasa de Retorno sobre Patrimonio.
<b>SA:</b>	Sistemas Aislados.
<b>SEIN:</b>	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
<b>SEN:</b>	Sistema Eléctrico Nacional (México).
<b>SGT:</b>	Sistema Garantizado de Transmisión.
<b>SING:</b>	Sistema Interconectado Norte Grande (Chile).
<b>SPT:</b>	Sistema Principal de Transmisión.
<b>SUNAT:</b>	Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria.
<b>TPES:</b>	Oferta Total de Energía Primaria.
<b>USGS:</b>	Servicio Geológico de los Estados Unidos de América.
<b>WEO:</b>	Perspectiva de la Economía Mundial del Fondo Monetario Internacional.



# RESUMEN EJECUTIVO

A partir de 1992, se iniciaron las reformas energéticas y económicas implementadas a través de la Ley de Concesiones Eléctricas y con la posterior aprobación de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se contribuyó al fortalecimiento del sector ya que se introdujeron señales del mercado en las decisiones de inversión. En conjunto, estas reformas permitieron alinear las señales de precios a las del mercado, reduciendo de esta manera, la incertidumbre de los agentes privados interesados en realizar inversiones en el sector, logrando así expandir la cobertura eléctrica; fortalecer la infraestructura de la transmisión; reducir las pérdidas de energía; e impulsar la promoción de las energías renovables, dentro de un marco institucional más adecuado para el sector.

En el período 2006 - 2016, el Perú mantuvo un crecimiento sostenido que ha ido de la mano con la estabilidad macroeconómica (control de la inflación; finanzas públicas saludables; bajo nivel de endeudamiento y reducción del riesgo país) y el gran dinamismo de la inversión privada y pública.

La tasa anual promedio del Producto Bruto Interno (PBI), en el período analizado, fue de 5,7% y el crecimiento del sector eléctrico estuvo altamente correlacionado con el desempeño de la economía nacional; esto debido a que la mayoría de las actividades económicas requieren de la energía eléctrica, en distintos niveles de intensidad. Esta es una

de las razones por las que la evolución del sector eléctrico es un indicador relevante en el desempeño de la economía y suele ser utilizado para realizar estimaciones sobre la misma.

Entre el 2006 y el 2016 se observó un mayor crecimiento en los sectores construcción, comercio, servicios, electricidad y agua; siendo el sector eléctrico uno de los que más contribuyó con la expansión de la economía a través del suministro de energía a los diversos sectores productivos que la necesitan. En el 2016, el consumo per cápita de energía eléctrica fue de 1 446 kW.h, valor que es menor al promedio latinoamericano; lo cual muestra que aún hay un espacio para realizar mayores inversiones en las actividades de generación, transmisión y distribución.

Es importante resaltar que en dicho período, en el subsector eléctrico se efectuaron obras que han contribuido al fortalecimiento de la infraestructura de transmisión, a la ampliación del parque de generación y a la mejora en la

distribución de energía. Es así que se realizó una expansión de las redes de transmisión en Muy Alta y Alta Tensión, y ahora se tiene una red troncal de 500 kV que recorre la costa peruana y permite transferencia de bloques de energía importantes del centro al norte y sur del país los mismos que, complementados con los esfuerzos en el desarrollo de la distribución, han tenido un impacto positivo en el crecimiento y desarrollo de las personas, ya que el coeficiente de electrificación nacional al 2016 fue de 94,2%.

Los principales cambios en la distribución eléctrica se realizaron durante los dos últimos años. Se crearon zonas de responsabilidad técnica, con ámbito regional, en donde la responsabilidad del planeamiento de la expansión de las redes de distribución se encuentra a cargo de las empresas que desarrollan actividades de distribución próximas a las zonas de responsabilidad técnica.

*En la actividad de generación del mercado eléctrico participan diversos grupos empresariales internacionales y empresas asociadas a la actividad empresarial del Estado. En este contexto, las empresas privadas tienen una mayor participación en el mercado y en el 2016 aportaron el 79,2% del total de la energía producida en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); mientras que las empresas en las que participa el estado, entre las cuales destaca Electrop Perú, aportaron el 20,8% restante.*

Con relación a la actividad de transmisión, se debe mencionar que es atendida fundamentalmente por el sector privado a través del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), en tanto que en los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), se tiene una participación de las empresas de distribución que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

En general, en el período 2006 – 2016, el crecimiento de la infraestructura en transmisión fue de 49,7%.

Respecto a la actividad de generación, se destacó que la oferta de potencia con centrales termoeléctricas tuvo un ritmo de crecimiento mayor al de las centrales hidroeléctricas. Se observó también una mayor participación de centrales eléctricas con Recursos Energéticos Renovables (RER) en sus diversos tipos, tales como pequeñas centrales hidroeléctricas (menores a 20 MW), de biomasa, solares y eólicas.



En el 2016 las centrales RER no convencionales (Solar, Eólica, Biomasa y Biogás) contribuyeron con el 2,9% de la producción nacional de energía; si se adiciona la generación de las centrales RER hidroeléctricas (menores a 20 MW), esta contribución alcanza el 5,0% de la producción nacional. Cabe precisar que actualmente se encuentran en fase de ejecución 7 proyectos de generación RER no convencionales y 25 proyectos RER hidráulicas menores a 20 MW.

En la actividad de generación del mercado eléctrico, participan diversos grupos empresariales internacionales y empresas asociadas a la actividad empresarial del Estado. En este contexto, las empresas privadas tienen una mayor participación en el mercado y en el 2016 aportaron el 79,2% del total de la energía producida en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); mientras que las empresas en las que participa el estado, entre las cuales destaca Electroperú, aportaron el 20,8% restante.

En cuanto a la actividad de distribución, se tienen 24 empresas que brindan el servicio de suministro de electricidad a nivel nacional, de las cuales 10 se encuentran bajo el ámbito de FONAFE. Por su parte, entre

las empresas del sector privado destacan por su magnitud Enel Distribución Perú y Luz del Sur, que tienen su zona de concesión en Lima; así como Electro Dunas, cuya área de concesión se ubica en la zona sur media del Perú. En conjunto, todas las empresas de distribución atendieron a 6 936 508 usuarios finales.

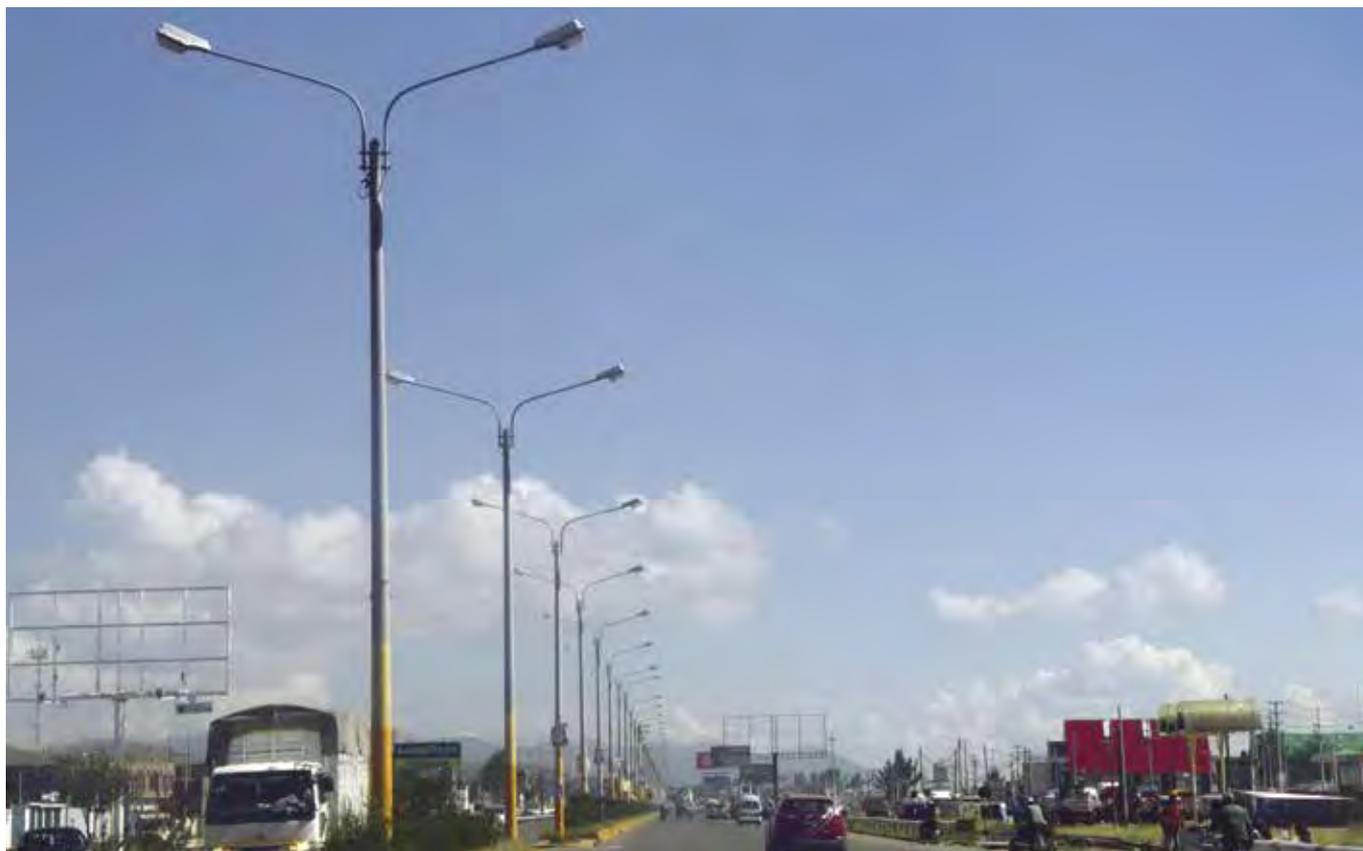
Con relación a los recursos disponibles para la generación de energía eléctrica, el Perú cuenta con agua, gas natural y recursos renovables no convencionales, tales como la energía del sol, el viento y la biomasa. Al respecto, a partir del 2015 se viene actualizando la información sobre el potencial hidroeléctrico disponible en las distintas cuencas existentes a lo largo del territorio nacional, a fin de contar con un portafolio de proyectos actualizado.



Es así que, de acuerdo con el estudio realizado en el año 2016, se estimó que en las cuencas del Apurímac, Madre de Dios, Purús, Grande, Chili, Tambo y Titicaca se tiene un potencial hidroeléctrico teórico de 58 866 MW, el cual resulta más conservador que las estimaciones realizadas en estudios anteriores para estas cuencas.

En lo referente a generación eólica, en el 2016 se realizó el estudio de actualización del potencial eólico aprovechable y, como resultado del mismo, se identificó un potencial de 20 496 MW a lo largo del territorio nacional.

Finalmente, la situación del Perú en el entorno de América Latina, considerando países como Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México; en donde se destaca el crecimiento de su consumo de energía eléctrica per cápita en el período 2006 - 2015, en términos del crecimiento anual de consumo per cápita del 5%; así como en su tasa de crecimiento anual de potencia instalada, generación eléctrica y demanda eléctrica. En términos de precios a usuarios comercial e industrial, el Perú es uno de los que presenta los menores precios en estos segmentos en comparación con los otros países de la muestra, con excepción de Argentina.





1

**SITUACIÓN DE  
LA ECONOMÍA Y  
ENERGÍA EN EL PERÚ**

## 1. SITUACIÓN DE LA ECONOMÍA Y ENERGÍA EN EL PERÚ

En este capítulo se presenta un compendio del desempeño económico y energético del Perú en el período 2006 - 2016. Para ello se utiliza información del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), el Fondo Monetario Internacional (FMI) y la Agencia Internacional de Energía (AIE).

La economía peruana se desarrolla en un contexto internacional con el que interactúa, por tanto es necesario analizar el desempeño económico mundial para contrastarlo con la situación nacional. También es necesario un análisis del contexto energético internacional y su comparación con la situación energética nacional a través de indicadores básicos. Como resultado de estas comparaciones se desprende el potencial que tiene la economía y el sector eléctrico para un crecimiento sostenido.

*En el período 2006 - 2016, nuestra economía continuó creciendo a una tasa importante para la región latinoamericana, siendo en este periodo del 5,7%.*

En el período 2006 - 2016, nuestra economía continuó creciendo a una tasa importante para la región latinoamericana, siendo en este periodo del 5,7%. Las principales variables macroeconómicas que fundamentaron el crecimiento fueron: una tasa de inflación cercana a la meta explícita límite del 3% anual; un superávit fiscal de 0,6% del producto bruto interno (PBI); un nivel de endeudamiento en promedio de 24,8% del PBI; y un riesgo soberano del Perú por debajo del riesgo latinoamericano. El riesgo soberano promedio para el Perú y Latinoamérica en el período 2006 - 2016 fue de 193,6 y 397,9, respectivamente.

*En el 2016, la economía mundial creció 1,1% y la economía latinoamericana decreció en 1,0% respecto al 2015. Mientras tanto, la economía peruana creció en 3,9%.*

*En el caso peruano entre los años 2006 y 2011, el tipo de cambio real se redujo, con excepción de los años 2007 y 2011; incrementándose nuevamente durante el período 2012 - 2016, aunque sin llegar al valor base del 2009.*

La economía latinoamericana tuvo un mejor desempeño que la economía mundial en el período 2006 - 2011, con excepción del año 2009. Sin embargo, desde el 2012 al 2016, esa situación se revirtió, pues mientras la economía mundial crecía, la economía latinoamericana experimentaba un declive. En el 2016, la economía mundial creció 1,1% y la economía latinoamericana decreció en 1,0% respecto al 2015. Mientras tanto, la economía peruana creció en 3,9%.

La inflación anual mundial y en la región latinoamericana fue similar para los años 2006 y 2007. Esta condición cambió para el período 2008 - 2016, ya que la inflación mundial fue menor a la inflación en la región latinoamericana. En el 2016, la inflación mundial fue 2,8%, mientras que en Latinoamérica alcanzó el 5,6%. Ese mismo año, la inflación peruana fue de 3,2%.

Dada la importancia del sector minero en la economía peruana es necesario analizar el precio del cobre por ser un producto importante de exportación. Entre el 2011 y el 2016 el precio spot del cobre de grado A del London Metal Exchange (LME), experimentó una disminución, pues en 2011, el precio era de 8 823,5 USD/t (dólares americanos por tonelada métrica) y en el 2016 llegó a 4 867,9 USD/t.

Los términos de intercambio durante el período 2006 - 2012 fueron más favorables para la región latinoamericana que para las economías avanzadas. Esa situación se alteró en el período 2013 - 2015, pues los términos de intercambio para las economías avanzadas fueron mejores

que los términos de intercambio para la región latinoamericana. En el caso peruano entre los años 2006 y 2011, el tipo de cambio real se redujo, con excepción de los años 2007 y 2011; incrementándose nuevamente durante el período 2012 - 2016, aunque sin llegar al valor base del 2009. En el 2016, el índice del tipo de cambio real llegó a 97,4.

En el período 2006 - 2016, la producción nacional de 62,0% y 19,4%, se explica en el consumo privado y la inversión privada, respectivamente. Esto refleja la importancia del sector privado en la economía peruana. En ese mismo período, el crecimiento promedio del consumo privado fue de 6,1% y el crecimiento promedio de la inversión privada fue de 9,5%. Desde el 2013 al 2016, la inversión bruta interna fija se encuentra disminuyendo. Esta situación explica el motivo por el cual la producción tuvo un menor desempeño en ese periodo en relación a los años anteriores al 2013, y en la medida que la inversión (en particular la inversión privada) revierta esa tendencia, se incrementará la producción nacional. Por tanto, el sector eléctrico es uno de los sectores que puede atraer la inversión privada, ya que la demanda de energía eléctrica debe ser atendida con nueva infraestructura en generación, transmisión y distribución.

Durante el período 2006 - 2016, los sectores de electricidad y agua tuvieron una participación promedio del 1,7% en el producto bruto interno (PBI); sin embargo, es uno de los sectores más dinámicos, con un crecimiento promedio de 6,5% en dicho período.

*Por tanto, el sector eléctrico es uno de los sectores que puede atraer la inversión privada, ya que la demanda de energía eléctrica debe ser atendida con nueva infraestructura en generación, transmisión y distribución.*

Dadas las limitaciones de información sobre los indicadores energéticos a nivel internacional para poder hacer las comparaciones, se utiliza información de la AIE al 2015 que es la más actualizada. Al respecto, tenemos que el consumo per cápita de electricidad en el Perú fue de 1 366 kWh/habitante, mientras que en China y los Estados Unidos de América los consumos per cápita fueron de 4 047 y 12 833 kWh/ habitante, respectivamente. Esto muestra el potencial de crecimiento que tiene el consumo per cápita de electricidad en la medida que la producción nacional se incremente. La huella de carbono del Perú fue de 1,57 t CO<sub>2</sub>/cápita; menor en comparación con la de China, que fue de 6,59 t CO<sub>2</sub>/cápita y la de los Estados Unidos de América, con 15,53 t CO<sub>2</sub>/cápita.



## 1.1 ECONOMÍA MUNDIAL

De acuerdo con el reporte Perspectivas de la Economía Mundial (WEO), versión abril 2017, del Fondo Monetario Internacional (FMI), el año 2016 el crecimiento de la producción (bienes y servicios) a nivel mundial fue de 3,1%, en relación al 2015.

Las economías emergentes y en desarrollo crecieron a una tasa de 4,1% (las cuales incluyen a Nigeria, Sudáfrica, Brasil, México, Rusia, China e India) mientras que las economías desarrolladas crecieron 1,7%; situación que se contrasta con la región latinoamericana que decreció en 1,0%, tal como se observa en el Gráfico N°1.1.

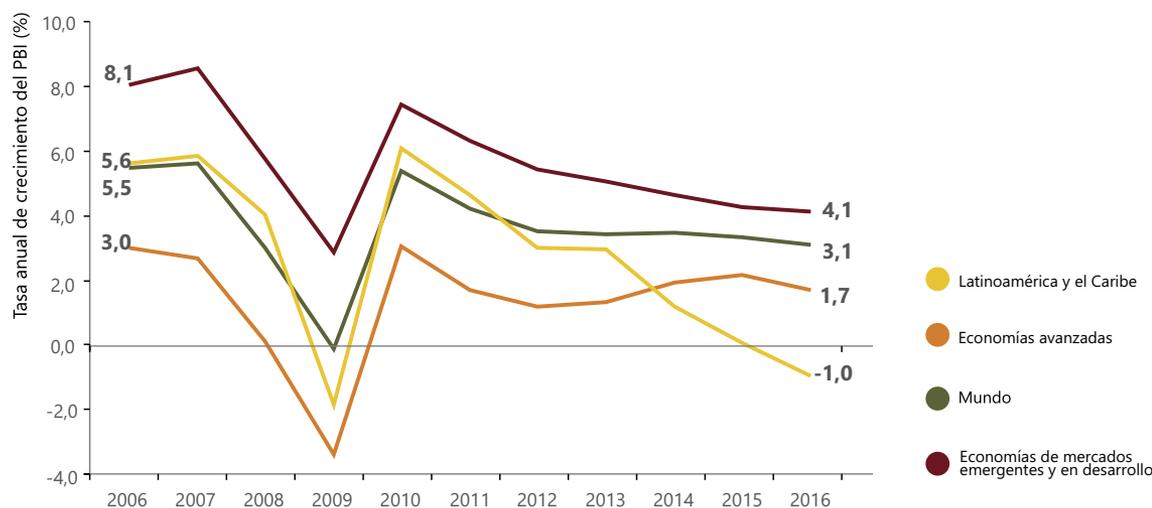
*Esta situación se explica por la recuperación de la inversión a escala mundial; la inversión en infraestructura e inmuebles en China; y la atenuación del impacto en la reducción de los precios de las materias primas.*

Al cuarto trimestre del 2016, el crecimiento de la producción mundial de los artículos de consumo no perecederos pasó de una situación negativa a positiva. Así también, el crecimiento de la producción mundial de bienes de capital tuvo un repunte importante de -8,11% (cuarto trimestre 2015) a 3,66% (cuarto trimestre 2016).

Esta situación se explica por la recuperación de la inversión a escala mundial; la inversión en infraestructura e inmuebles en China; y la atenuación del impacto en la reducción de los precios de las materias primas. En China, el decrecimiento de la importación real de 3,6% en el primer trimestre de 2016, fue revertido en el cuarto trimestre de ese año, con un crecimiento del 2% (WEO, 2017).

**Gráfico N°1.1**  
Crecimiento del PBI, 2006 - 2016

Fuente: Perspectivas de la Economía Mundial - Abril 2017. Fondo Monetario Internacional.



El ciclo de deflación en que se encontraba China desde el 2012, concluyó debido al alza de los precios de las materias primas y la reactivación de la inversión inmobiliaria (WEO, 2017). En el Gráfico N°1.2, se observa que la inflación anual de las economías avanzadas es menor en comparación con la inflación anual de los países de Latinoamérica y el Caribe. En relación al índice del precio real de los metales, éste todavía se encuentra en niveles menores al 2011.

En enero de ese año, el índice de precio real con base en 2014 (precios deflactados de USA) era de 159,8 y en enero de 2016, el índice era de 62,9, llegando en diciembre a 83,4. Es decir, en el 2016, el precio de los metales se incrementó en 32,5%, de acuerdo con la comparación de los índices de precio real de enero y diciembre de dicho año.

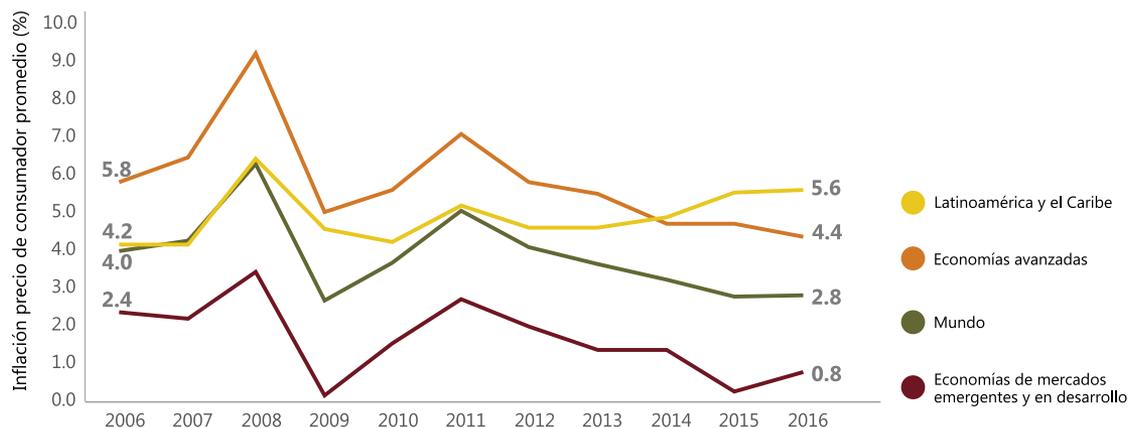
El precio spot LME del cobre grado A (incluye el costo, seguro y flete (CIF) en puertos europeos) en USD/tonelada métrica, se encuentra por sexto año consecutivo disminuyendo; ya que en el 2011 este fue de 8 823,5 y en el 2016 llegó a 4 867,9 USD/tonelada métrica, tal como se aprecia en el Gráfico N°1.3.

*Esta mejora en los términos de intercambio se debe en parte a la recuperación de la inversión en China y al incremento de los precios de las materias primas durante el 2016.*

La región latinoamericana y el Caribe tuvieron un repunte importante en el 2016 en relación al 2015. En el 2015, los términos de intercambio fueron de -8,3% y en el 2016 llegaron a 1,5%, tal como se observa en el Gráfico N°1.4. Esta mejora en los términos de intercambio se debe en parte a la recuperación de la inversión en China y al incremento de los precios de las materias primas durante el 2016.

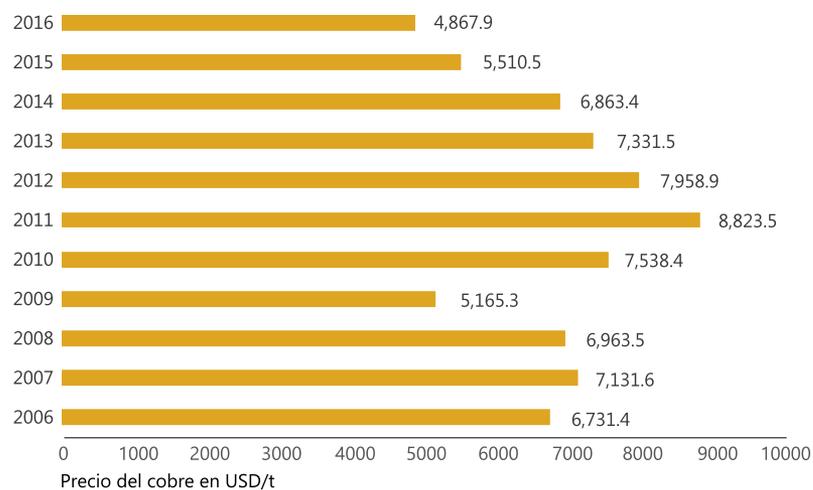
**Gráfico N°1.2**  
Inflación anual, precio promedio del consumidor, 2006 - 2016

Fuente: Perspectivas de la Economía Mundial - Abril 2017. Fondo Monetario Internacional.



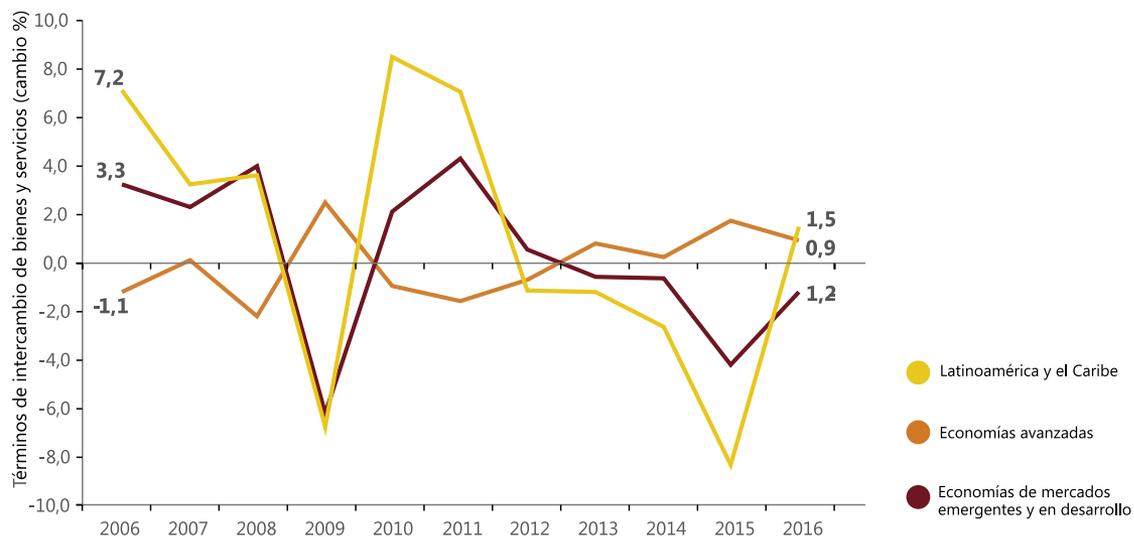
**Gráfico N°1.3**  
**Precio spot del Cobre grado A LME, 2006 - 2016**

Fuente: Perspectivas de la Economía Mundial - Abril 2017. Fondo Monetario Internacional.



**Gráfico N°1.4**  
**Términos de intercambio, 2006 - 2016**

Fuente: Perspectivas de la Economía Mundial - Abril 2017. Fondo Monetario Internacional.



## 1.2 ECONOMÍA PERUANA

La economía peruana muestra un crecimiento promedio anual de 5,7% para el período 2006 - 2016, tal como se aprecia en el Gráfico N°1.5. En el 2016, el crecimiento fue de 3,9% en comparación con el experimentado a nivel mundial, que fue de 3,6%. Nuestra economía muestra una recuperación por tercer año consecutivo, ya que en el 2014 tuvo un crecimiento de 2,4%, el más bajo desde el 2010.

Este crecimiento se debe esencialmente a sus principales fundamentos macroeconómicos, como una inflación reducida, bajo nivel de riesgo país y finanzas públicas balanceadas que respaldan la atracción de inversión local y foránea al Perú; primordiales para el desarrollo económico del país.

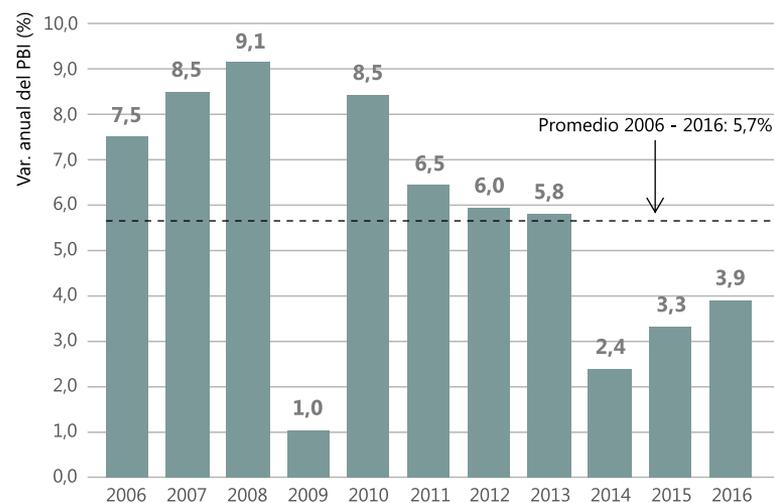
De acuerdo con el Gráfico N°1.6, la inversión bruta interna fija, como porcentaje del PBI en el período 2006 - 2016, alcanzó el 23,7%, siendo ese último año de 22,6%. La inversión en el 2013, llegó al 27,2% del PBI.

*Nuestra economía muestra una recuperación por tercer año consecutivo, ya que en el 2014 tuvo un crecimiento de 2,4%, el más bajo desde el 2010.*

Cabe destacar el crecimiento experimentado desde el 2006, cuando presentaba un valor de 18,3%; sin embargo, en los últimos años (desde el 2013 al 2016), la inversión ha ido disminuyendo debido a la contracción de la inversión privada y pública. En el caso de la contracción privada, esta se debió a las menores expectativas de los agentes sobre la evolución de la economía y problemas asociados a la ejecución de proyectos de infraestructura.

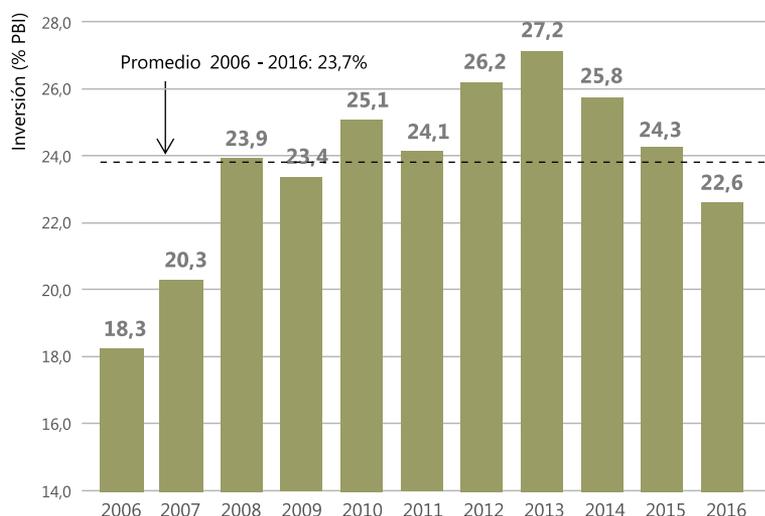
**Gráfico N°1.5**  
Crecimiento del PBI, 2006 - 2016

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



**Gráfico N°1.6**  
Inversión bruta interna fija, 2006 - 2016

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



### 1.2.1 SECTOR REAL

El crecimiento promedio anual del PBI que fue del orden de 5,7% para el período 2006 - 2016, se explica por el crecimiento de la inversión pública y privada, tal como se aprecia en el Gráfico N°1.7. El consumo privado y la inversión privada explican el 81,4% del PBI como se desprende del Gráfico N°1.8; por tanto, ponderando las tasas de crecimiento con las respectivas participaciones en el PBI del sector privado, tenemos que dicho sector contribuyó con 5,6% del crecimiento del PBI.

Tanto el consumo público como el privado tuvieron un crecimiento promedio anual de 6,4% y 6,1%, respectivamente, durante el mismo período. El consumo público llegó a alcanzar una tasa de crecimiento anual de 13,0% (en el 2009 respecto al 2008) y el consumo privado llegó a 9,1% (en el 2010 respecto al 2009).

La inversión pública tuvo un crecimiento promedio, en el período 2006 - 2016, del orden del 10,8% y una tasa de crecimiento anual de 33,0% (en el 2009 respecto al 2008). Por otro lado, la inversión privada alcanzó el 9,5% y llegó a presentar una tasa de crecimiento anual de 25,5% (en el 2010 respecto al 2009).

Las importaciones experimentaron un crecimiento notable en el mismo período (2006 - 2016) alcanzando una tasa promedio anual de 8,5%, siendo la mayor aquella correspondiente al 26,0% (en el 2010 respecto al 2009). El crecimiento de las importaciones se dio en un contexto de dinamismo de la economía peruana, especialmente por la demanda interna en el período del 2006 al 2013, contrayéndose conjuntamente con dicha demanda entre el 2014 y el 2016.

Tal incremento de las importaciones se debió básicamente al aumento de los insumos, bienes de capital y bienes de consumo importados, alcanzando en el 2016 los 35 132 MUSD (millones de dólares de los Estados Unidos de América), de los cuales, según la información del

BCRP, los insumos representaron el 43,1%; los bienes de capital el 31,6%; y los bienes de consumo, el 24,5%.

Entre el 2006 y el 2016, las exportaciones tuvieron un crecimiento promedio anual de 3,6%, con un valor de crecimiento del orden del 9,5% (en el 2016 con relación al 2015), sustentado en el incremento de las exportaciones tradicionales, las cuales tuvieron una tendencia progresiva entre los años 2006 y 2011. En el período 2012 - 2016, estas decrecieron, aunque con un repunte en ese último año.

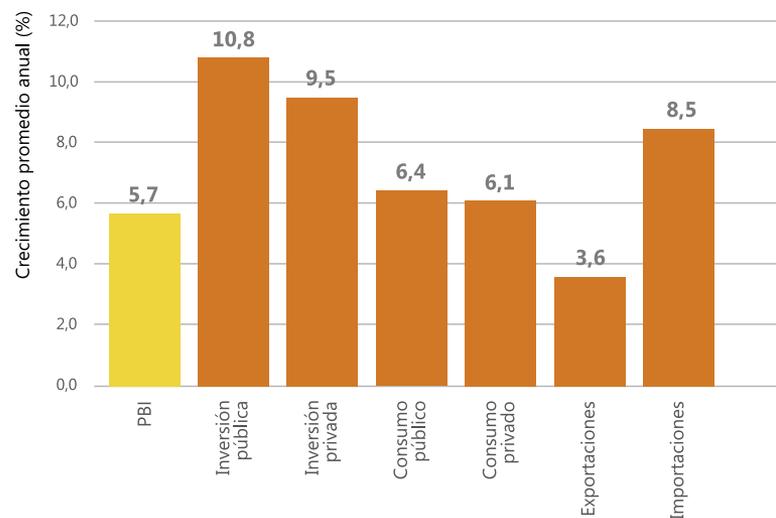
Las importaciones no tradicionales, tuvieron una tendencia de crecimiento en el período 2006 - 2012 y luego se redujeron en el período 2013 - 2016, con excepción del año 2014. En el 2016, las exportaciones llegaron a 37 020 MUSD, de los cuales las exportaciones tradicionales representaron el 70,6% y las no tradicionales, el 29,1%, de acuerdo con la información del BCRP.

*El crecimiento de las importaciones se dio en un contexto de dinamismo de la economía peruana, especialmente por la demanda interna en el período del 2006 al 2013, contrayéndose conjuntamente con dicha demanda entre el 2014 y el 2016.*

*Entre el 2006 y el 2016, las exportaciones tuvieron un crecimiento promedio anual de 3,6%, con un valor de crecimiento del orden del 9,5% (en el 2016 con relación al 2015), sustentado en el incremento de las exportaciones tradicionales*

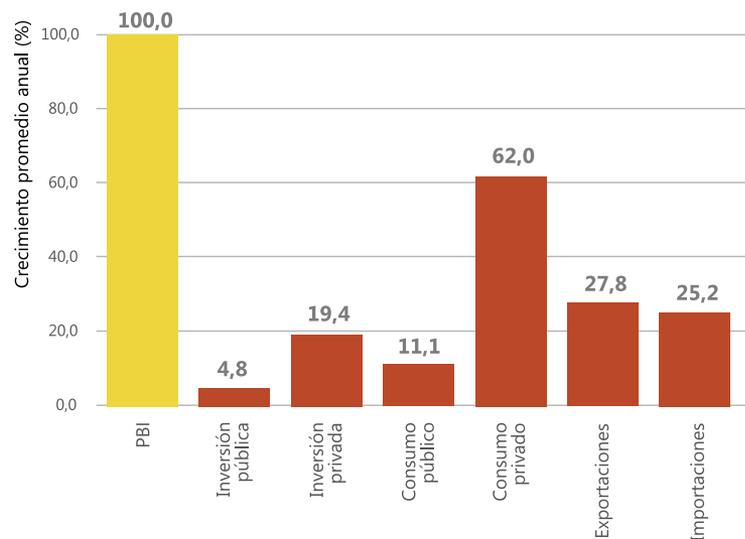
**Gráfico N°1.7**  
**Crecimiento promedio anual de los componentes del PBI por tipo de gasto, 2006 - 2016**

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú



**Gráfico N°1.8**  
Participación promedio de los componentes del PBI por tipo de gasto, 2006 - 2016

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



*Los sectores con mayor crecimiento en el período 2006 - 2016 fueron construcción, comercio, servicios, electricidad y agua; siendo el sector eléctrico el que contribuyó con la expansión de la economía a través del suministro de energía a los diversos sectores productivos que la necesitan.*

Los sectores con mayor crecimiento en el período 2006 - 2016 fueron construcción, comercio, servicios, electricidad y agua; siendo el sector eléctrico el que contribuyó con la expansión de la economía a través del suministro de energía a los diversos sectores productivos que la necesitan. Para ello, fue necesario realizar inversiones en generación, transmisión y distribución en dicho sector, a fin de encarar el desarrollo de proyectos mineros, industriales, y comerciales durante ese período.

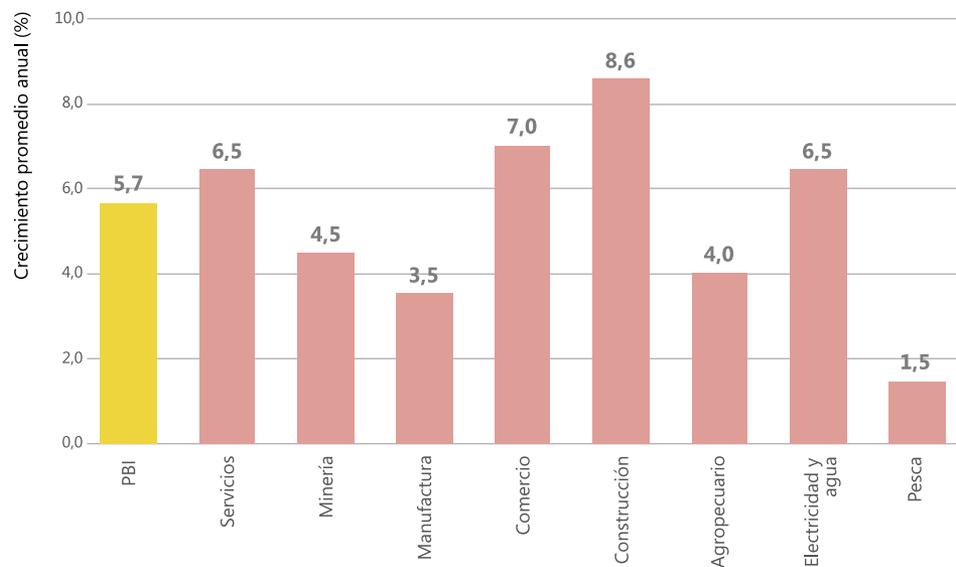
El sector construcción creció a una tasa promedio anual de 8,6%; seguido del sector comercio, con 7,0%; servicios, con 6,5%; y electricidad y agua con 6,5%, como se observa en el Gráfico N°1.9.

Los sectores servicios, minería, manufactura y comercio contribuyeron en el PBI con el 3,06%, 0,59%, 0,53% y 0,75%, respectivamente, logrando un crecimiento del 5,7%. Estas tasas son el resultado de la multiplicación de las tasas de crecimiento con las participaciones en el PBI, que se observa en el Gráfico N°1.10.



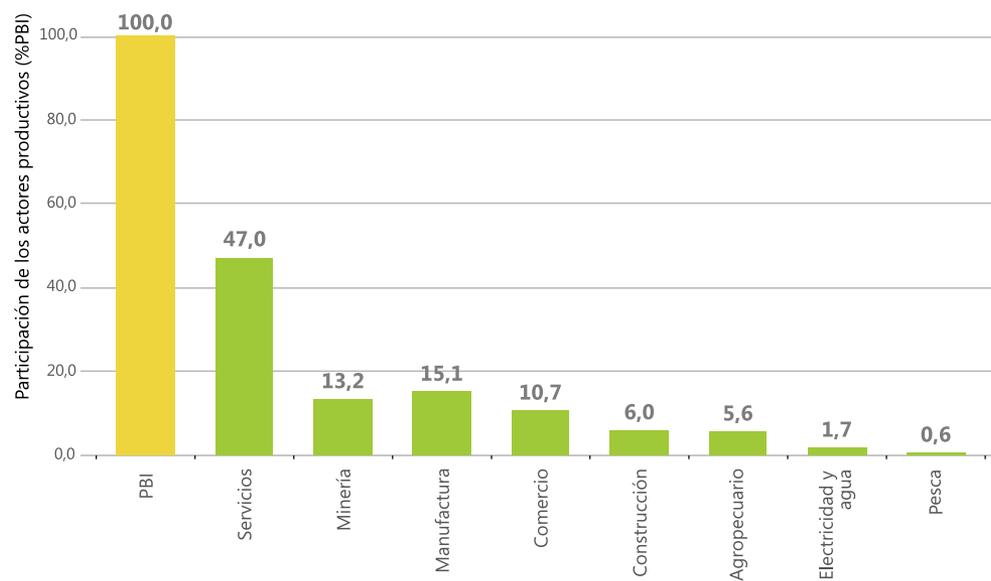
**Gráfico N°1.9**  
Crecimiento promedio anual del PBI por sectores, 2006 - 2016

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



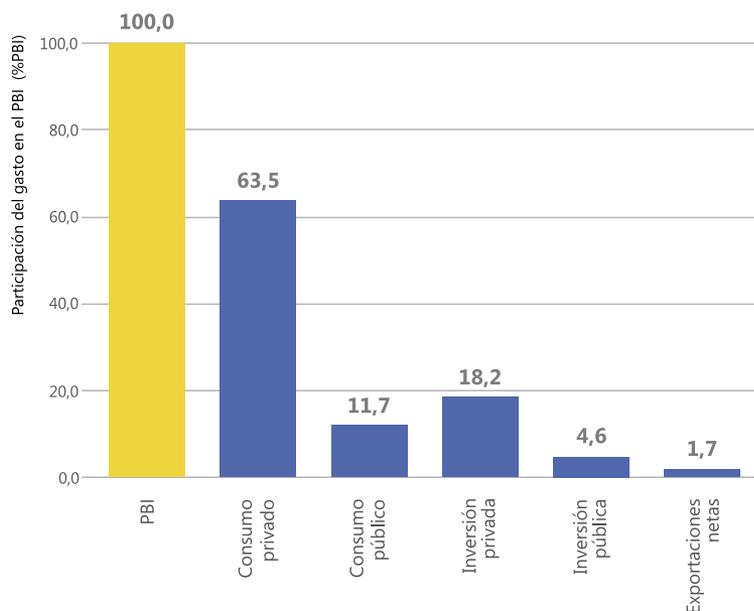
**Gráfico N°1.10**  
Participación promedio de los componentes del PBI por sectores, 2006 - 2016

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



**Gráfico N°1.11**  
Participación del gasto en el PBI, 2016

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



En el año 2016, se presenta la estructura de composición sectorial del PBI para visualizar la desaceleración de la economía peruana.

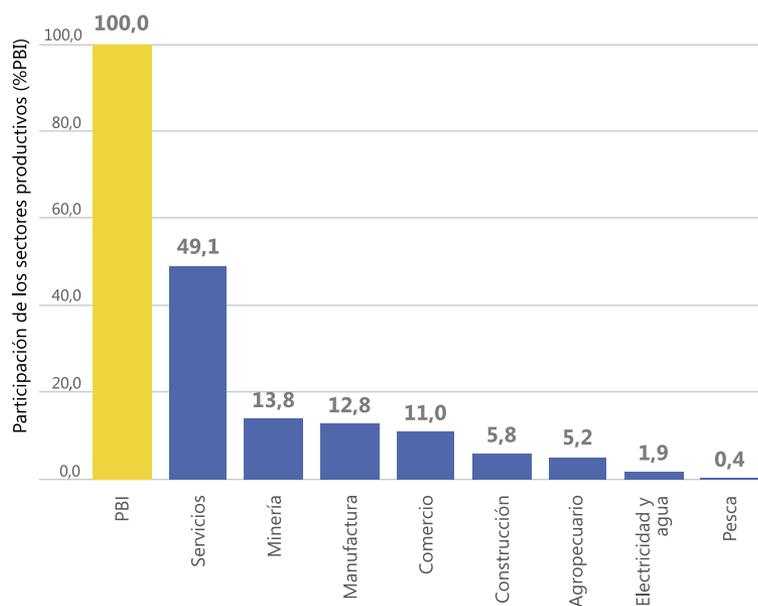
Como se observa en el Gráfico N° 1.11, el 2016 el consumo privado representó el 63,5% del Producto Bruto Interno, mientras que el consumo público llegó a tener una participación de 11,7% del PBI.

En términos de inversión tenemos que las inversiones privadas representaron el 18,2% y las inversiones públicas el 4,6% del PBI. Las exportaciones netas a su vez, significaron el 1,7% del PBI.

De acuerdo al Gráfico N° 1.12, el sector servicios prácticamente representó la mitad del PBI. En segundo término tenemos a la minería, con una participación de 13,8% del PBI; seguida por los sectores manufactura, con una participación de 12,8%, y comercio con 11,0%.

**Gráfico N°1.12**  
Participación de los sectores productivos en el PBI, 2016 (%)

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



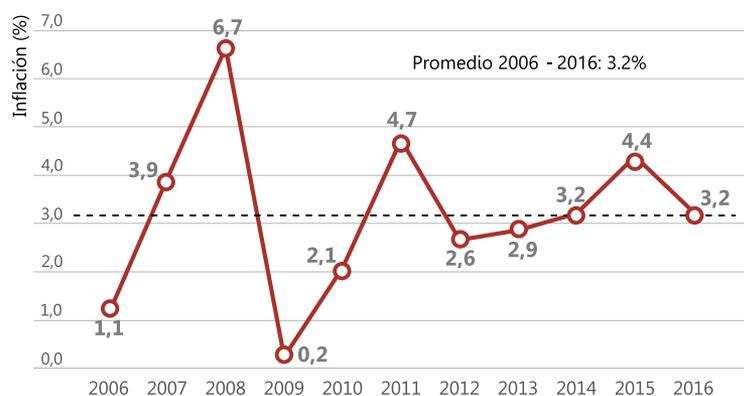
## 1.2.2 INFLACIÓN Y TIPO DE CAMBIO

El Banco Central de Reserva del Perú tiene como meta explícita, ubicar la inflación anual en un rango de 1% a 3%. En el período 2006 - 2016, la inflación promedio anual fue de 3,2%, siendo los precios de alimentos y energía los que más se incrementaron respecto a otros bienes y servicios. De igual manera, los precios de energía tuvieron un mayor crecimiento que el rubro de alimentos; y dentro del rubro de precios de energía, los de la electricidad experimentaron un incremento mayor, en relación al de los combustibles.

En el 2016, la inflación anual fue de 3,2%, como se observa en el Gráfico N°1.13. La inflación anual sin considerar los alimentos y energía, fue de 2,9%; mientras que la inflación, considerando los alimentos y energía, fue de 3,7%. Así mismo, la inflación en el rubro de alimentos fue de 3,5% y en el de energía, de 4,5%. De la inflación de energía, a nivel desagregado, tenemos que la inflación asociada a la electricidad fue de 7,5% y la de los combustibles, de 0,6%.

**Gráfico N°1.13**  
Inflación, 2006 - 2016

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



De acuerdo con el BCRP, en el 2016, el incremento del precio de la electricidad se explicó por el alza en la tarifa asociada a la infraestructura eléctrica, en 3,7% (incremento en la tarifa por reserva fría 0,2%; gasoducto sur peruano 1,8%; y nodo energético del sur 2,6%, principalmente); al tipo de cambio de 0,3%; el índice de precios al por mayor, en 0,2%; y 3,3% en diferentes cargos, entre otros, el

cargo asociado al Fondo de Inclusión Social Energética (FISE), para incrementar el acceso a la energía en los sectores más vulnerables del país.

Con el fin de enfrentar las expectativas de inflación durante ese año, el BCRP elevó la tasa de referencia nominal de 3,75% a 4,25%, para reducir así la posición expansiva de política monetaria.

*En el período 2006 - 2016, la inflación promedio anual fue de 3,2%, siendo los precios de alimentos y energía los que más se incrementaron respecto a otros bienes y servicios.*

Desde el 2012, se puede apreciar una depreciación del tipo de cambio real, lo cual contribuye a una mayor competitividad de las exportaciones peruanas. En el 2012, el índice del tipo de cambio real promedio anual fue de 92,4 y en el 2016 llegó a 97,4. Esto se desprende del Gráfico N°1.14.



### 1.2.3 SECTOR FISCAL

En el 2016, el déficit público llegó al 2,6%. Esto sucedió como consecuencia de una menor disminución de los ingresos públicos (ingresos tributarios), por la desaceleración de la demanda interna y la reducción de las importaciones. También se debió a un mal desempeño de las empresas estatales no financieras.

La deuda pública, que se redujo de 33,9% a 20,0% del PBI en el período 2006 - 2013, empezó a incrementarse desde el 2014 al 2016. Ese último año, la deuda pública fue de 23,8% del PBI, como se muestra en el Gráfico N°1.15.

*Una de las fortalezas del Perú: la buena calificación que tiene su deuda en el mercado internacional.*

**Gráfico N°1.14**  
Índice de tipo de cambio real, 2006 - 2016 (año base = 2009)

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



Esto se explica por el crecimiento de la deuda pública externa con organismos internacionales, así como por el incremento de la deuda pública interna por bonos soberanos.

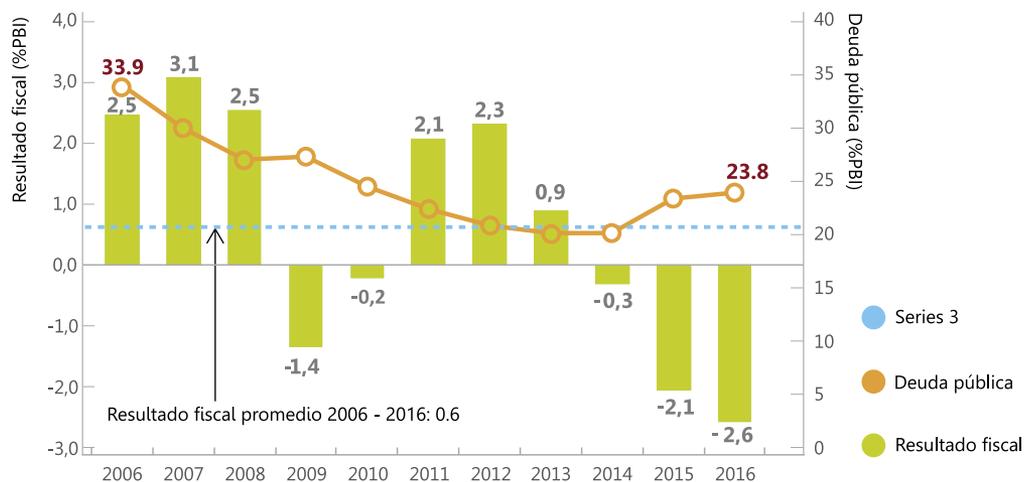
En el período 2006 - 2016, podemos apreciar que el riesgo país del Perú fue sostenidamente más bajo que el riesgo de Latinoamérica. Para dicho período, el Índice de Bonos de Mercados Emergentes (EMBIG - Emerging Markets Bond Index Global) Perú fue de 193,6 y el EMBIG para la región latinoamericana (LATAM), correspondió a 397,9. Esto muestra una de las fortalezas del Perú: la buena calificación que tiene su deuda en el mercado internacional.

De acuerdo con el Gráfico N°1.16, durante el 2016, el EMBIG Perú se redujo debido a una menor aversión al riesgo hacia las economías emergentes, que permitió mayores flujos de capital para el mercado de renta fija.

También el riesgo país tuvo efectos externos, como el resultado del referéndum para el abandono del Reino Unido a la Unión Europea y las elecciones presidenciales de los Estados Unidos de América.

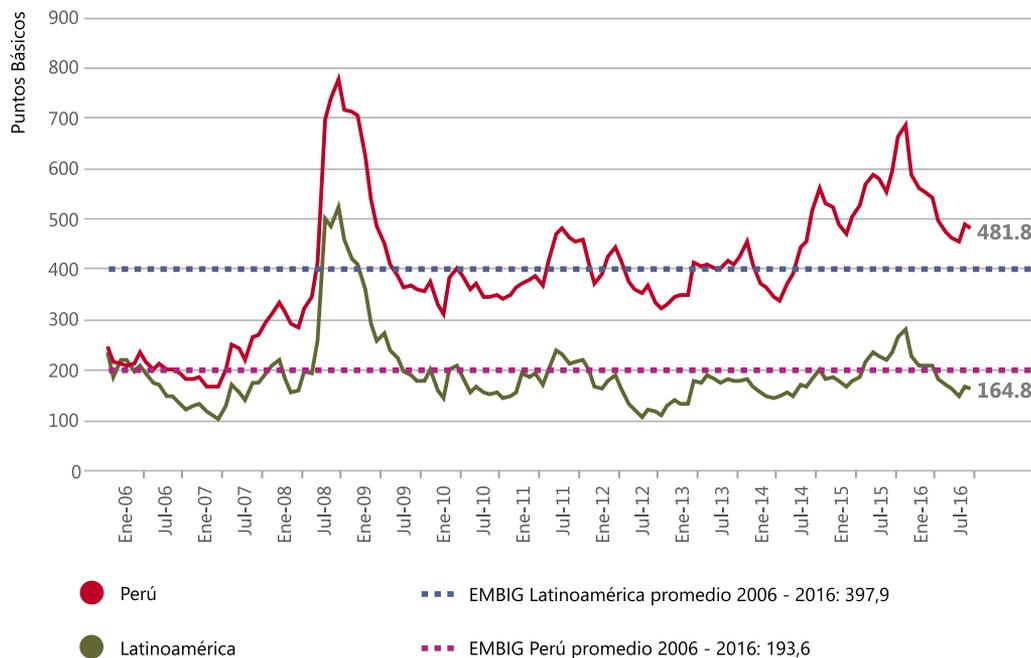
**Gráfico N°1.15**  
**Resultado fiscal y deuda pública, 2006 - 2016**

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



**Gráfico N°1.16**  
**Riesgo país del Perú versus latinoamérica, 2006 - 2016**

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.



### 1.3 SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL

En el Cuadro N°1.1 se presentan los indicadores claves de las variables económicas y energéticas a nivel mundial. Estos corresponden a la publicación de las estadísticas de la Agencia Internacional de Energía 2017 con información al 2015.

Para una comparación de los índices energéticos per cápita, se presenta información sobre la población. Al respecto, la población mundial fue de 7 334 millones de habitantes, de los cuales, la población asiática, China y los países de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), representaron 33,2%, 18,8% y 17,4%, respectivamente. Es decir, un tercio de la población mundial se encuentra concentrada en Asia, sin incluir a China. Si se incluye a China, entonces esta región representa el 52,1% de la población mundial. Por otro lado, la región americana, sin incluir los países de la OCDE, representa el 6,6% de la población mundial.

La producción de energía fue de 13 790 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtoe). Los países de la OCDE; China; Europa y Eurasia, que no incluyen a los países de la OCDE; y del Medio Este, participaron en la producción con el 30,1%, 18,1%, 13,2% y 13,6%, respectivamente.

La Oferta Total de Energía Primaria (TPES) fue de 13 647 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtoe). La participación en la TPES de los países de la OCDE fue de 38,5%; China con el 21,8%; Asia, con 12,9%; y Europa y Eurasia, que no incluyen a los países de la OCDE, con 8,1%.

En cuanto al consumo de electricidad, a nivel mundial se consumieron 22 386 Tera watts hora (TW.h). Los países con mayor consumo fueron los países de la OCDE, con el 45,7%; China, con 24,9%; Asia, con 10,7%; y Europa y Eurasia, que no incluyen a los países de la OCDE, con 6,9%.

*Se observa que los países de la OCDE duplicaron el consumo per cápita de China; y los países con mayor desarrollo económico tienen los consumos más altos per cápita de electricidad, lo que demostraría que la electricidad es una fuente secundaria de energía moderna.*

Las emisiones globales fueron de 32 294 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, siendo los países de la OCDE productores del 36,3% de las emisiones; seguidos de China con 28,1%.

En el 2015, los países de la OCDE tuvieron los mayores consumos per cápita de electricidad con 8 016 kWh; los países de Europa y Eurasia, que no incluyen a los países de la OCDE, tuvieron un consumo per cápita de 4 548 kWh; mientras que China y Medio Este tuvieron consumos respectivos per cápita de 4 057 y 4 052 kWh. Se observa que los países de la OCDE duplicaron el consumo per cápita de China; y los países con mayor desarrollo económico tienen los consumos más altos per cápita de electricidad, lo que demostraría que la electricidad es una fuente secundaria de energía moderna.

De acuerdo con la AIE, en los países de la OCDE durante el 2015, la participación del sector comercial y servicios públicos (31,9%), y el sector residencial (31,1%), representaron el 63% del consumo final de electricidad.

La participación del sector industrial presenta una tendencia a decrecer en forma sostenida, ya que esta era de 48,7% en 1974 y en el 2015 llegaba al 31,6%. Esto se explica por la reestructuración de los sectores productivos orientados a los servicios; mejoramiento de la eficiencia y la intensidad energética; así como procesos productivos más modernos.

Los países de China, del Medio Este, de la OCDE y de Asia sin incluir a China, son los que tienen mayores emisiones por unidad de energía producida con 2,98, 2,40, 2,25 y 2,19 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de petróleo equivalente (t CO<sub>2</sub>/toe). Observamos que China es el país que tiene la mayor contribución mundial en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Se espera que las nuevas tecnologías incluyan una menor proporción de utilización del carbono en las fuentes de energía, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub>. Es una medida del grado de utilización de carbono en la generación de energía.

En términos económicos, tenemos que el menor uso de la energía para generar la producción bruta interna a nivel mundial, lo tienen los países de la OCDE con 0,11 toneladas de petróleo equivalente por miles

de dólares (toe/10<sup>3</sup> 2010 USD). Los países con mayor utilización de energía para la producción económica son los países de Europa y Eurasia sin incluir la OCDE, con 0,41 toe/10<sup>3</sup> 2010 USD; seguido de China, con 0,36 toe/10<sup>3</sup> 2010 USD; África, con 0,35 toe/10<sup>3</sup> 2010 USD; y el Medio Este, con utilización de 0,33 toe/10<sup>3</sup> 2010 USD.

**Cuadro N°1.1**  
Indicadores económicos y energéticos internacionales, 2015

Fuente: Estadísticas de Energía Mundial 2017, Agencia Internacional de la Energía.

Indicador	Regiones, países y economías															
	Mundial	OCDE	Medio Este	No OCDE Europa y Eurasia	China	Asia	No OCDE América	Africa	Mundial	OCDE	Medio Este	No OCDE Europa y Eurasia	China	Asia	No OCDE América	Africa
Población (millones)	7 334,0	1 277,0	227,0	341,0	1 379,0	2 438,0	485,0	1 187,0	100,0	17,4	3,1	4,6	18,8	33,2	6,6	16,2
PBI (billones 2010 US\$)	75 489,0	48 750,0	2 201,0	2 767,0	9 174,0	5 948,0	4 342,0	2 306,0	100,0	64,6	2,9	3,7	12,2	7,9	5,8	3,1
PBI (PPP) (billones 2010 US\$)	105 035,0	47 731,0	4 967,0	5 421,0	18 432,0	16 764,0	6 362,0	5 358,0	100,0	45,4	4,7	5,2	17,5	16,0	6,1	5,1
Producción de energía (Mtoe)	13 790,0	4 164,0	1 884,0	1 833,0	2 496,0	1 479,0	816,0	1 118,0	100,0	30,2	13,7	13,3	18,1	10,7	5,9	8,1
Importación neta (Mtoe)		1 320,0	-1 116,0	-696,0	518,0	371,0	-167,0	-318,0								
TPES (Mtoe)	13 647,0	5 259,0	729,0	1 106,0	2 987,0	1 769,0	628,0	788,0	100,0	38,5	5,3	8,1	21,9	13,0	4,6	5,8
Consumo de electricidad (TWh)	22 386,0	10 234,0	920,0	1 551,0	5 593,0	2 397,0	1 019,0	671,0	100,0	45,7	4,1	6,9	25,0	10,7	4,6	3,0
Emisiones de CO <sub>2</sub> (Mt de CO <sub>2</sub> )	32 294,0	11 720,0	1 740,0	2 403,0	9 085,0	3 887,0	1 132,0	1 140,0	100,0	36,3	5,4	7,4	28,1	12,0	3,5	3,5
TPES/población (toe/cápita)	1,86	4,12	3,21	3,24	2,17	0,73	1,29	0,66	100,00	221,32	172,59	174,30	116,41	38,99	69,59	35,68
TPES/PBI (toe/000 2010 US\$)	0,18	0,11	0,33	0,40	0,33	0,30	0,14	0,34	100,00	59,67	183,21	221,10	180,10	164,51	80,00	189,02
TPES/PBI (PPP) (toe/000 2010 US\$)	0,13	0,11	0,15	0,20	0,16	0,11	0,10	0,15	100,00	84,80	112,96	157,03	124,73	81,22	75,97	113,19
Consumo de electricidad/población (kWh/cápita)	3 052,0	8 016,0	4 052,0	4 548,0	4 057,0	983,0	2 101,0	566,0	100,0	262,6	132,8	149,0	132,9	32,2	68,8	18,5
CO <sub>2</sub> /TPES (t CO <sub>2</sub> /toe)	2,37	2,23	2,39	2,17	3,04	2,20	1,80	1,45	100,00	94,18	100,86	91,82	128,53	92,85	76,17	61,14
CO <sub>2</sub> /población (t CO <sub>2</sub> /cápita)	4,40	9,18	7,67	7,05	6,59	1,59	2,33	0,96	100,00	208,43	174,08	160,04	149,62	36,21	53,01	21,81
CO <sub>2</sub> /PBI (kg CO <sub>2</sub> / 2010 US\$)	0,43	0,24	0,79	0,87	0,99	0,65	0,26	0,49	100,00	56,20	184,80	203,00	231,49	152,76	60,94	115,56
CO <sub>2</sub> /PBI (PPP) (kg CO <sub>2</sub> / 2010 US\$)	0,31	0,25	0,35	0,44	0,49	0,23	0,18	0,21	100,00	79,86	113,94	144,17	160,31	75,41	57,87	69,20

*Se espera que las nuevas tecnologías incluyan una menor proporción de utilización del carbono en las fuentes de energía, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub>.*

## 1.4 SITUACIÓN ENERGÉTICA NACIONAL

De acuerdo con el documento Balance Nacional de Energía 2015, del Ministerio de Energía y Minas con información al 2015, tenemos que la producción de energía primaria fue de 1 200 766 Terajoules (TJ), que representan el 0,20% de la producción de energía primaria a nivel mundial, y una oferta total de energía primaria de 1 211 473 TJ, que representan el 0,17% de oferta mundial; tal como se aprecia en el Cuadro N°1.2.

El consumo final de energía primaria correspondió a 122 960 TJ (0,18% del consumo mundial). Los sectores productivos con mayor consumo fueron el residencial, industrial, agropecuario y agroindustrial, y minero metalúrgico con participaciones de 68.3%, 20.4%, 4.4% y 3.3%, respectivamente. El consumo final de energía secundaria fue de 669 472 TJ. Los sectores productivos con mayores consumos fueron el transporte, con 50,1%; el industrial, con 18,0%; el residencial, con 10,7%; y el minero metalúrgico, con 9,2%.

*Los sectores económicos con mayor consumo de energía eléctrica fueron el sector industrial, con participación del 29,0%; el minero, con 26,4%; el metalúrgico, con 21,7%; y el residencial y comercial, con 18,7%.*

En el Anexo 8 se presentan estadísticas de algunos países seleccionados de América Latina, los Estados Unidos de América y China para realizar una comparación de los principales indicadores económicos energéticos.

La energía total primaria que se destina para la producción de electricidad fue de 114 304 TJ, mientras que la energía secundaria fue de 13 682 TJ.

La energía total primaria y secundaria que se utilizó para la generación de electricidad fue de 323 557 TJ y las pérdidas de transformación fueron de 149 842 TJ, con lo que se tuvo una eficiencia de producción de energía eléctrica del 53,7%, tal como se desprende del Cuadro N°1.3.

El consumo final de la energía eléctrica fue de 152 324 TJ. Los sectores económicos con mayor consumo de energía eléctrica fueron el sector industrial, con participación del 29,0%; el minero, con 26,4%; el metalúrgico, con 21,7%; y el residencial y comercial, con 18,7%.

**Cuadro N°1.2**  
**Balance energético consolidado en TJ, 2015**

Fuente: Balance Nacional de Energía 2015. Ministerio de Energía y Minas.

	Energía Primaria	Energía Secundaria	Total
Producción de energía	1 200 766	3 276	1 204 042
Importación	193 245	150 289	343 534
Variación de inventarios	34 175	7 637	41 812
Exportación	-24 232	-325 717	-349 949
Energía no aprovechada	-192 481	-778	-193 259
Transferencias			
<b>Oferta total de energía</b>	<b>1 211 473</b>	<b>-165 293</b>	<b>1 046 180</b>
<b>Transformación total de energía</b>	<b>-1 092 561</b>	<b>926 738</b>	<b>-165 823</b>
Coquerías y altos hornos			
Carboneras	-4 096	1 638	-2 458
Refinerías	-300 780	271 003	-29 777
Plantas de gas	-659 433	676 313	16 880
Centrales eléctricas (Mercado eléctrico)	-114 304	-13 682	-127 986
Centrales eléctricas (uso propio)	-13 949	-8 534	-22 483
Consumo propio sector energía		-69 339	-69 339
Pérdidas (Transmisión, distribución, alimentadores)		-19 156	-19 156
Ajustes	4 048	-3 478	570
<b>Consumo final total</b>	<b>122 960</b>	<b>669 472</b>	<b>792 434</b>
Consumo final no energético	3 939	12 759	16 698
Consumo final energético	119 020	656 716	775 736
Residencial	84 000	71 864	155 864
Comercial	482	37 210	37 692
Público	9	16 643	16 652
Transporte		335 185	335 185
Agropecuaria y agroindustrial	5 364	5 393	10 757
Pesquería		8 006	8 006
Minero metalúrgico	4 052	61 586	65 638
Industrial	25 112	120 827	145 939
Consumo no identificado			





2

## IMPORTANCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

## 2. IMPORTANCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La electricidad es considerada la forma de energía moderna, porque su utilización requiere de las tecnologías más avanzadas que reemplazan los accionamientos mecánicos y de transformación fisicoquímica básicos. Por ejemplo, con la electricidad se puede sustituir el accionamiento de maquinaria mecánica por maquinaria eléctrica con una mayor eficiencia. Tal es el caso de la utilización de la electricidad en la agricultura y en la industria. En cuanto a la transformación, para fines de cocción de alimentos, la electricidad puede reemplazar la tecnología que utiliza la combustión con fuentes energéticas, como el Gas Licuado de Petróleo (GLP).

*La electricidad es importante porque todos los sectores económicos la utilizan en los procesos de producción o servicios, ya sea a través de su uso básico, como la iluminación, o en otros usos más sofisticados.*

La electricidad es importante porque todos los sectores económicos la utilizan en los procesos de producción o servicios, ya sea a través de su uso básico, como la iluminación, o en otros usos más sofisticados. Además, ayuda a la inclusión social y productiva de los sectores en condiciones de pobreza, pues se puede mejorar la calidad de vida de las personas con nuevos tipos de iluminación (focos ahorradores por ejemplo, o actualmente con las lámparas LED); los pobladores se involucran con la modernidad, la tecnología y el uso de artefactos electrodomésticos; y a través de usos productivos, se pueden generar ingresos en los hogares. Al 2016, el coeficiente de electrificación nacional fue de 94,2% y el coeficiente de electrificación rural fue de 78,8%, generando un impacto positivo en el crecimiento y desarrollo de las personas.

*Al 2016, el coeficiente de electrificación nacional fue de 94,2% y el coeficiente de electrificación rural fue de 78,8%, generando un impacto positivo en el crecimiento y desarrollo de las personas.*

La importancia del sector eléctrico radica en su contribución al PBI, la recaudación fiscal y la generación de empleos, pues es necesario contar con trabajadores calificados para la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas. Para abastecer la demanda de electricidad, se requiere el aumento en la generación, transmisión y distribución, lo que hace a este un sector económico intensivo en la utilización de capital fijo. Las inversiones se hacen en cantidades discretas no continuas, por lo que generalmente se debe tener mayor oferta que demanda para garantizar el suministro eléctrico. Para acceder al financiamiento, diversas empresas del sector eléctrico privado entran en el mercado de capitales a través de la Bolsa de Valores de Lima (BVL).

En el 2016, los sectores electricidad y agua participaron con el 1,9% en el PBI, siendo las inversiones en el sector eléctrico de 1 798 MUSD, de los cuales el 89,1%, correspondió a la inversión privada. La generación eléctrica concentró los mayores montos de inversión, en comparación con la transmisión y la distribución eléctrica, reflejados en la Bolsa de Valores de Lima (BVL), donde 22 empresas eléctricas listan con una capitalización bursátil de 24 467 millones de soles, representando el 5,9% de la capitalización bursátil total de la BVL. En dicho mercado de valores, las empresas eléctricas participaron con el 5,58% en el Índice General de la Bolsa de Valores de Lima (IGBVL).

En cuanto a la recaudación, las empresas eléctricas y del agua generaron ingresos tributarios por 2 785 millones de soles; y en relación al número de empleos directos generados en el sector eléctrico, este fue de 8 745 trabajadores, la mayoría de ellos empleados en el segmento distribución, seguido por los segmentos de generación y transmisión.

*La generación eléctrica concentró los mayores montos de inversión, en comparación con la transmisión y la distribución eléctrica, reflejados en la Bolsa de Valores de Lima (BVL).*

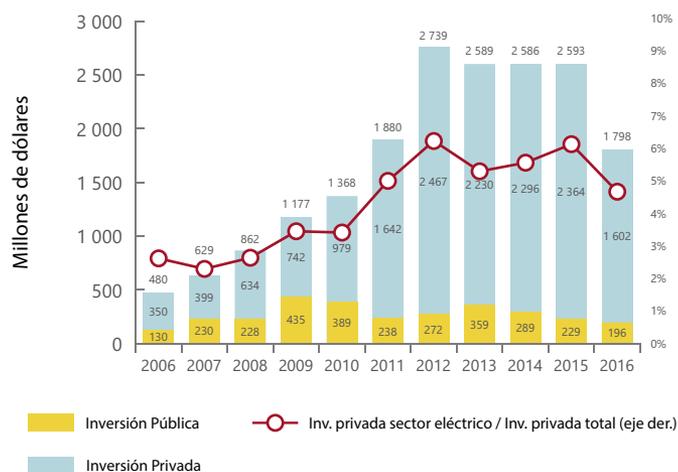
## 2.1 EN LA INVERSIÓN NACIONAL

Las reformas del sector eléctrico iniciadas con la Ley N°25844 de 1992 y su Reglamento de 1993, permitieron un primer período de inversiones en el sector que en ciertos casos estuvo ligada a las privatizaciones y algunos emprendimientos por necesidades de expansión de la infraestructura eléctrica. Estas inversiones estaban asociadas a riesgos propios de la oferta. Posteriormente, las normas que rigen el sector eléctrico se actualizaron con la Ley N°28832 del 2006, haciendo que las inversiones, en la gran mayoría de los casos en generación y transmisión, estén asociadas a ingresos garantizados.

De acuerdo con el Gráfico N°2.1, durante el período 2006 - 2016, la inversión en el sector eléctrico mantuvo una tendencia creciente, liderada por el aumento de la inversión privada. Así, entre los años 2012 y 2015, la inversión en el sector experimentó el mayor crecimiento, alcanzando en el 2012 los 2 739 MUSD y en el 2015, los 2 593 MUSD. Sin embargo, en el 2016 la inversión se redujo a 1 798 MUSD.

**Gráfico N°2.1**  
Inversión privada y pública en el sector eléctrico, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



Participación de inversión privada sobre la inversión total

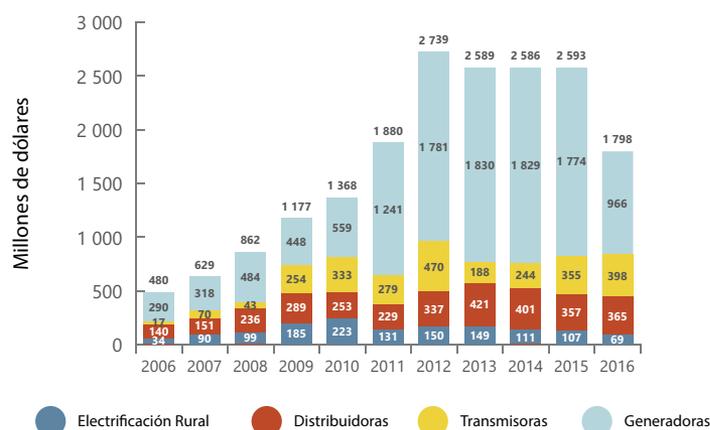
*Durante el período 2006 - 2016, la inversión en el sector eléctrico mantuvo una tendencia creciente, liderada por el aumento de la inversión privada.*

La inversión privada alcanzó el 91,2% de la inversión total en el sector eléctrico en el 2015 y 89,1% el 2016. En el caso de la inversión pública, ésta se ha enfocado en la expansión, reforzamiento y mantenimiento de las redes de baja tensión operadas por las empresas distribuidoras estatales. La tendencia de la inversión pública varía a lo largo del periodo estudiado, experimentando el mayor valor de inversión en el 2009, con 435 MUSD; sin embargo, los montos invertidos desde el 2013 en adelante se han reducido.

La inversión en generación concentra la mayor participación en la inversión total del sector eléctrico (61,6% de la inversión total en el período 2006 - 2016) y es el segmento con mayor dinamismo en dicho período. En el 2016, hubo un descenso y se invirtieron 966 MUSD en el segmento de generación, de los cuales el 97,2% fue realizado por empresas privadas. Lo anterior responde a la importante participación del sector privado en el segmento, en respuesta a las previsiones del crecimiento de la demanda nacional por energía eléctrica (ver Gráfico N°2.2).

**Gráfico N°2.2**  
Inversión en el sector eléctrico por segmento, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



Con el marco de la Ley N°28832, el mecanismo de recuperación de la inversión, así como los costos de operación y mantenimiento se hacen a través de los ingresos garantizados y el reconocimiento de los costos, resultado de los procesos de adjudicación de proyectos de transmisión eléctrica. Gran parte de la expansión de esta, se ha realizado con adjudicaciones de contratos donde el inversionista construye; es el dueño por el periodo de concesión; opera la instalación; y luego transfiere la infraestructura de transmisión eléctrica al Estado peruano.

*En el caso de la inversión pública, ésta se ha enfocado en la expansión, reforzamiento y mantenimiento de las redes de baja tensión operadas por las empresas distribuidoras estatales.*

En la última década, en transmisión se invirtieron 2 634 MUSD (398 MUSD en el 2016). Resultado de esas inversiones es que se tiene mayor infraestructura que permite una mejor conexión entre el centro y el sur; el centro y el norte; y en la región central del país, llegándose a operar hoy en día redes de 500 kV.

Con el marco normativo actual se tiene una planificación en la transmisión a cargo del COES (Plan de Transmisión) y una planificación en la sub-transmisión desarrollada por las empresas transmisoras con la aprobación del Osinergmin (Plan de Inversiones en Transmisión). En el 2016, las empresas de distribución invirtieron 365 MUSD, de los cuales, el 73% fue invertido por empresas privadas. En el período 2007 - 2016, la inversión en redes de transmisión y distribución creció a una tasa promedio anual de 19% y 9%, respectivamente.

Cumpliendo con uno de los objetivos del sector eléctrico, como es el acceso a la electricidad para los hogares peruanos, a través del Programa Nacional de Electrificación Rural, el Estado ha impulsado la inversión en redes de baja tensión en las áreas rurales. En los últimos diez años, se invirtió 1 315 MUSD en electrificación rural, de los cuales 941 MUSD se realizaron en el período 2010 - 2016. Estas inversiones han hecho posible que el coeficiente de electrificación en las zonas rurales se incremente en forma sustancial en la última década.

*En los últimos diez años, se invirtió 1 315 MUSD en electrificación rural, de los cuales 941 MUSD se realizaron en el período 2010 - 2016. Estas inversiones han hecho posible que el coeficiente de electrificación en las zonas rurales se incremente en forma sustancial en la última década.*

## 2.2 EN EL PRODUCTO BRUTO INTERNO

El impacto del consumo de electricidad en los sectores productivos se refleja en el producto bruto interno. A través de la utilización de la energía eléctrica, los distintos grupos productivos y de servicios transforman los diversos factores de producción como capital, trabajo e insumos, en bienes o servicios. Por tanto, para la producción del país es necesario contar con la energía eléctrica.

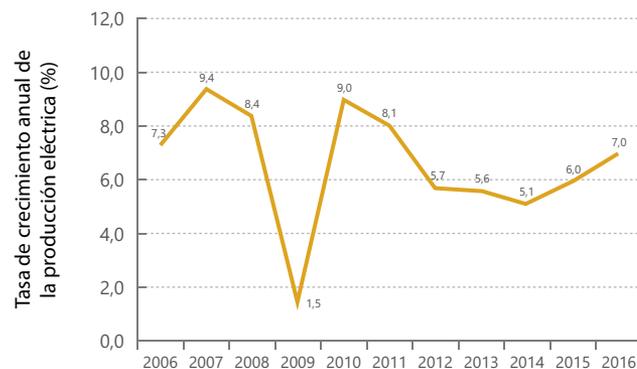
**Cuadro N°2.1**  
Participación del subsector electricidad en el PBI (en %)  
Diciembre 2016

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

Subsector electricidad, gas y agua	Diciembre 2016 (%)
Electricidad	80,48
Gas	0,60
Agua	18,92
<b>Total Subsector</b>	<b>100,00</b>
<b>Participación de la electricidad y agua en el PBI</b>	<b>1,90</b>

**Gráfico N°2.3**  
Tasa de crecimiento anual de la producción eléctrica, 2006 - 2016

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática.



La producción del sector eléctrico suele publicarse dentro del subsector electricidad, gas y agua. Según la estructura con año base 2007 del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), la electricidad representa el 80,48% de dicho subsector. La participación de la electricidad y agua en el PBI es de 1,9%, tal como se presenta en el Cuadro N°2.1.

En el período 2006 - 2016, la producción eléctrica creció a una tasa anual promedio de 6,6%, a pesar de la crisis financiera entre el 2008 y el 2009, tal como se aprecia en el Gráfico N°2.3. En el año 2006, la producción fue de 27 369,8 GWh y en el 2016, esta llegó a los 51 700,0 GWh.

Tal como se discutió en la sección sobre el sector real de la economía peruana, la producción eléctrica creció a la par de la economía del país. Para poder suministrar la energía eléctrica fue necesario realizar expansiones en la generación, transmisión y distribución. En la sección 4.1, se presenta mayor detalle sobre las centrales eléctricas que entraron en operación comercial en el 2016.

*A través de la utilización de la energía eléctrica, los distintos grupos productivos y de servicios transforman los diversos factores de producción como capital, trabajo e insumos, en bienes o servicios.*

## 2.3 EN EL MERCADO DE CAPITALES

A diciembre del 2016, 22 empresas eléctricas listaban en la Bolsa de Valores de Lima (BVL). La capitalización bursátil de estas empresas ascendía a 24 467 millones de soles, representando el 5,9% en el mercado de capitales local. Asimismo, el Índice General de la Bolsa de Valores de Lima (IGBVL), contaba con la presencia de cuatro empresas importantes del sector, cuya participación era de 5,58% del total (ver Cuadro N°2.2).

Es importante resaltar que los índices sectoriales y subsectoriales desde enero del 2007, correspondían a una base del 30 de octubre de 1998. A partir del primero de mayo del 2015 se estableció el uso de un nuevo índice que tiene como base el 17 de marzo de 2006. Por ello, el Gráfico N°2.4 tiene dos partes.

De acuerdo con el Gráfico N°2.4, el IGBVL, durante el período marzo de 2012 a diciembre de 2014, disminuyó de 23 612,02 a 14 794,00; mientras que en ese mismo período, el índice del sector eléctrico tuvo un desempeño creciente de 1 871,01 a 2 545,75. Para el período enero del 2015 a diciembre del 2016, el IGBVL tuvo un valor que pasó de 13 669,78 a 15 566,96 y el índice del sector eléctrico tuvo un desempeño creciente de 453,59 a 472,34.

Durante el 2016, el Índice del Subsector Eléctrico creció en 21%. Ese mismo año el IGBVL aumentó en 58%. (Ver Gráfico N°2.4).

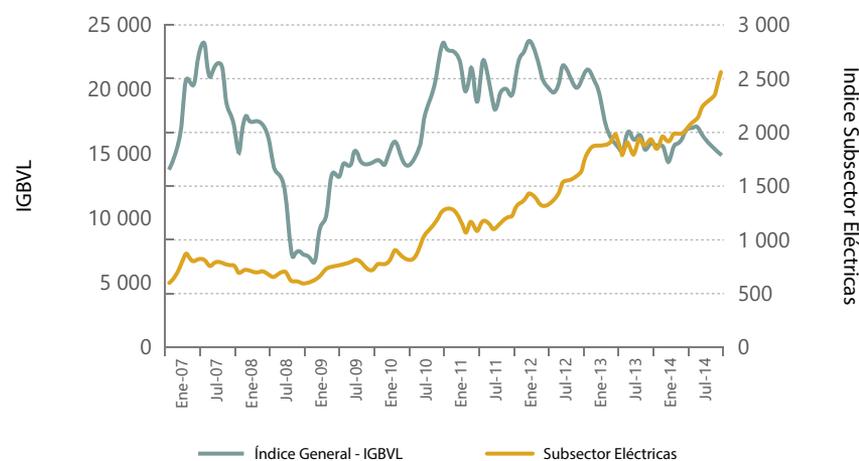
### Cuadro N°2.2 Participación de las empresas eléctricas en el Índice General de la Bolsa de Valores de Lima (IGBVL), a diciembre de 2016

Fuente: Boletín diario - 30 de diciembre de 2016.  
Bolsa de Valores de Lima.

IGBVL	
Empresas Eléctricas	Participación (%)
Luz del Sur	1,53
Enel Generación	1,81
Enel Distribución	0,95
Engie	1,30
<b>Total</b>	<b>5,58</b>

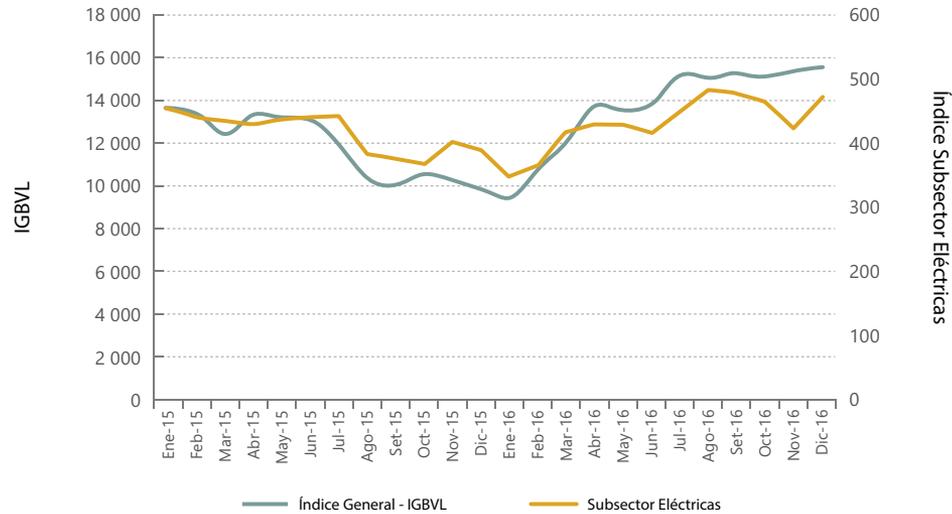
**Gráfico N°2.4**  
Evolución del Índice general de la Bolsa de Valores de Lima (IGBVL) – Peru Select e índice del subsector eléctrico, 2007 - 2014

Fuente: Bolsa de Valores de Lima.



**Gráfico N°2.4**  
Evolución del Índice general de la Bolsa de Valores de Lima (IGBVL) – Peru Select e índice del subsector eléctrico, 2015 - 2016

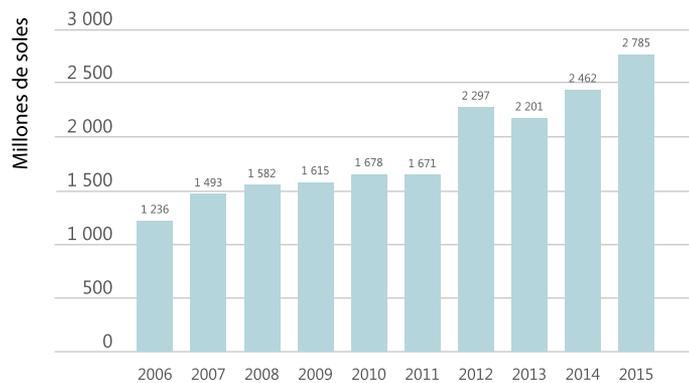
Fuente: Bolsa de Valores de Lima.



## 2.4 EN LA RECAUDACIÓN

**Gráfico N°2.5**  
Ingresos tributarios recaudados del sector eléctrico, 2006 - 2015

Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú. Osinergmin.



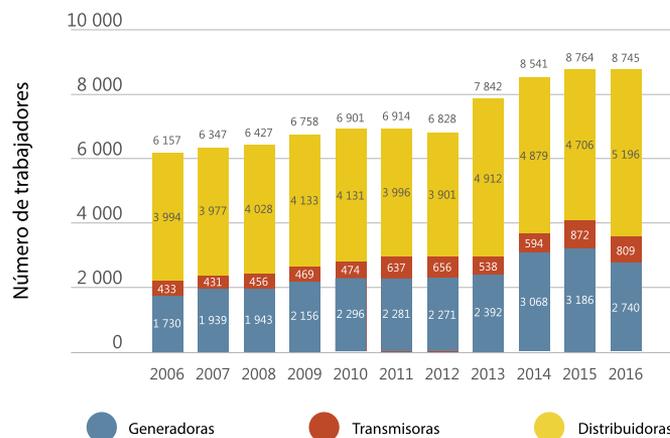
De acuerdo con el Gráfico N°2.5, los ingresos tributarios recaudados del sector eléctrico se han incrementado en 2.25 veces, durante el período 2006 - 2015. En el 2006 el ingreso tributario fue de 1 236 millones de soles y en el 2015 llegó a los 2 785 millones de soles. Los ingresos tributarios incluyen el impuesto a la renta, el impuesto general a las ventas y otros impuestos recaudados por la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT).

En el 2016, según información de la SUNAT, los ingresos tributarios de la actividad económica: Generación de energía eléctrica y agua, fueron 3 338,1 millones de soles. No se tiene el valor desagregado por la parte eléctrica y por el sector agua.

## 2.5 EN EL EMPLEO NACIONAL

**Gráfico N°2.6**  
Evolución del número de trabajadores de empresas  
en operación del sector eléctrico, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



La actividad del sector eléctrico requiere de un alto componente de capital y las labores de operación, mantenimiento y gestión de la infraestructura del sector, requieren de mano de obra calificada. El empleo directo demandado por el sector eléctrico mostró un incremento sostenido en la última década, creciendo a una tasa promedio anual de 3,2%. Este crecimiento está ligado al mayor requerimiento de personal asociado a la nueva infraestructura, así como a la gestión operativa y comercial requerida por las empresas del sector.

El número de trabajadores a diciembre 2016 en el sector eléctrico, alcanzó los 8 745 (ver Gráfico N°2.6). La distribución emplea al 59,4% de la mano de obra del sector, mientras que la generación y transmisión emplean al 31,3% y 9,3%, respectivamente. Cabe resaltar, que el sector que nos ocupa genera empleo indirecto en otros sectores que son proveedores de bienes y servicios que se utilizan en la industria eléctrica.



**3**

**SITUACIÓN DE LA  
INDUSTRIA ELÉCTRICA  
EN EL PERÚ**

### 3. SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL PERÚ

La industria de la energía eléctrica comprende la cadena de valor del sector eléctrico conformada por tres segmentos importantes: la generación, la transmisión y la distribución de energía. La función del segmento de generación es transformar los recursos de energía primaria (agua, gas, sol, biomasa) en energía eléctrica. Así mismo, el segmento de transmisión constituye el transporte de electricidad desde los puntos de producción hasta las áreas de concesión de las distribuidoras eléctricas, las cuales proveen, vía las acometidas, el servicio hacia los consumidores finales, según Osinergmin (2016). Luego de la comercialización, la energía generada llega al usuario final.

Los segmentos de generación y distribución están constituidos por empresas privadas y empresas estatales, mientras que el segmento de transmisión eléctrica está conformado por el sector privado. La generación, transmisión y distribución permiten atender a los usuarios finales, que se clasifican en usuarios regulados con consumo menor a 0,2 MW y usuarios regulados con consumos comprendidos en el rango mayor a 0,2 MW y menor a 2,5 MW, quienes pueden optar por ser usuarios libres, mientras que los usuarios con un consumo mayor a 2,5 MW se clasifican como usuarios libres.

*Los segmentos de generación y distribución están constituidos por empresas privadas y empresas estatales, mientras que el segmento de transmisión eléctrica está constituido netamente por el sector privado.*

Las instituciones del Estado cumplen con el rol normativo, promotor y concedente, como es el caso del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Otras instituciones, como el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), tienen el rol regulador y fiscalizador. También existen otras instituciones, como Proinversión, cuya función primordial es la promoción de la inversión en los diversos sectores económicos y el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), institución fundamental que se encarga de la planificación y coordinación de la operación del SEIN.

Considerando la relevancia del mercado eléctrico en relación a la autogeneración, la focalización de esta sección se hace sobre el mercado eléctrico. En la primera parte se presentan indicadores a nivel nacional y en la segunda parte la información estadística a nivel de mercado eléctrico. En los casos necesarios, para el balance de oferta y demanda, se hace por el SEIN, al ser el más importante del Perú en comparación con los sistemas aislados.

En el 2016, a nivel nacional, el consumo per cápita del sector eléctrico fue de 1 446 kWh/habitante, se registró la producción de energía en 51 700 GWh, con un consumo de 45 533 GWh, lo que implicó pérdidas del 11,9%. El número de usuarios alcanzó a 6 936,5 miles de usuarios, con una participación mayoritaria de usuarios regulados (6 935,5) respecto al número de usuarios libres (933). En cuanto a la potencia instalada y potencia efectiva, éstas llegaron a 14 518 MW y 13 643 MW, respectivamente.

A nivel del mercado eléctrico y del SEIN-COES la potencia instalada alcanzó los 12 575 MW, con una potencia efectiva de 12 079 MW y una demanda de 6 492 MW. Debemos precisar que para el 2016, el margen de reserva fijado por el MEM para el periodo de mayo 2016 a abril 2017, es de 38,9%. Los meses previos este margen fue de 37,0%.

Una situación particular que se presentó en el 2016, fue la migración de los usuarios regulados a usuarios libres. En el 2015 los usuarios libres eran 346 y en el 2016 llegaron a 933. Parte de esta migración se produjo por el diferencial de precios en media tensión entre este tipo de usuarios. El precio para los usuarios regulados era de 9,92 cent. USD/kWh y para los usuarios libres, de 7,97 cent. USD/kWh.

Posteriormente se presenta un análisis financiero del sector eléctrico, para el cual se utiliza información del Osinergmin. En el análisis del balance general, los activos totales del sector eléctrico fueron 57 532 millones de soles. Al respecto, se observa que el segmento de generación (55,6%) presenta el mayor activo, seguido de la distribución (31,9%) y la transmisión (15,5%). En cuanto al patrimonio, en la generación y distribución tenemos una propiedad similar igual a 56% y en el caso de la transmisión esta llegó a 37%. En términos del estado de pérdidas y ganancias, las rentabilidades sobre el patrimonio para el sector de generación, transmisión y distribución fueron 16,3%, 15,3% y 17,6%, respectivamente.

La industria eléctrica se caracteriza por ser intensiva en inversiones, por ello los activos fijos son preponderantes, lo cual se condice con las inversiones en infraestructura eléctrica. En el período 2006 - 2016, las inversiones en la generación eléctrica fueron en promedio mayores al 50% de las totales ejecutadas, efectuándose la mayor parte de ellas

entre los años 2011 y 2015, con la realización de proyectos hidroeléctricos asociados al afianzamiento de la seguridad energética y la diversificación de la matriz productiva en la electricidad. Las inversiones en generación son prácticamente ejecutadas por las empresas privadas, en concordancia con el marco normativo que otorga un carácter supletorio a las empresas estatales.

En el caso de la distribución, hasta el 2010, las inversiones de las empresas del Estado acompañaron a las inversiones en el sector privado. Posteriormente, las inversiones de las empresas estatales se rezagaron en relación a sus pares privados. Esta situación puede ser una oportunidad para la intervención de este último sector, en términos de inversión o en la gestión de las empresas del Estado.

Finalmente, se presenta información sobre las empresas con mayores indicadores de potencia, energía y extensión de las líneas de transmisión del sector eléctrico. Se culmina con la información sobre la participación de las tecnologías con RER en el SEIN.



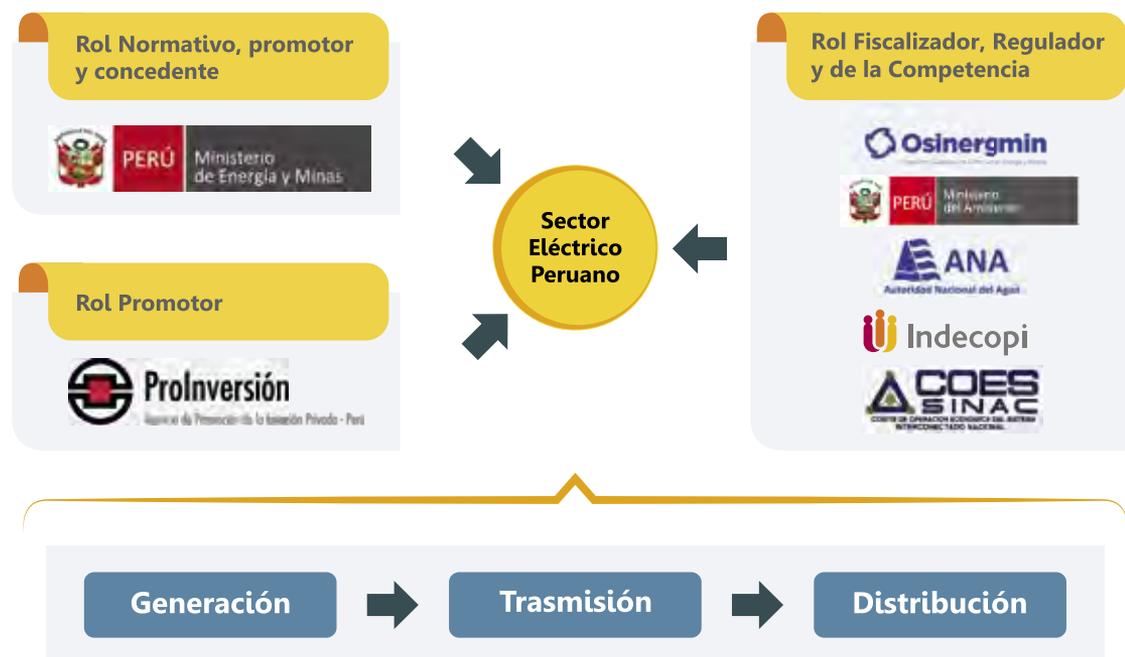
*Posteriormente, las inversiones de las empresas estatales se rezagaron en relación a sus pares privados. Esta situación puede ser una oportunidad para la intervención de este último sector, en términos de inversión o en la gestión de las empresas del Estado.*

### 3.1 INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las principales entidades que participan en el sector eléctrico peruano se muestran en el Gráfico N°3.1. A continuación se describe brevemente las funciones que realizan cada una de ellas en la industria eléctrica.

**Gráfico N°3.1**  
Principales entidades que participan en el sector eléctrico

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



#### a) Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Rol normativo, promotor y concedente. Responsable de establecer la política general del sector; regular el otorgamiento, caducidad de autorizaciones y concesiones para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad; entre otras. El MEM lidera dos sectores, que involucran las actividades energéticas y la minería.

El sector energético está conformado por diversas direcciones para la implementación y mejor desarrollo de sus funciones: la Dirección General de Electricidad (DGE); la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE); la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE); la Dirección General de Electrificación Rural (DGER); y la Dirección General de Hidrocarburos (DGH).

**b) Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión)**

Organismo público ejecutor adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), creado en el año 2002, que promueve la incorporación de inversión privada en servicios y obras públicas de infraestructura, así como en activos, proyectos y empresas del Estado en base a iniciativas públicas y privadas de competencia nacional.

En el sector eléctrico, por encargo del Ministerio de Energía y Minas, conduce las licitaciones o los concursos públicos de proyectos integrales en las actividades del sector eléctrico. Para ello utiliza como una modalidad de promoción el esquema de la Asociación Público Privada (APP).

**c) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)**

Entidad adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros, que tiene a su cargo la supervisión del cumplimiento de la normativa aplicable al sector, así como de sancionar a quienes la incumplan; fijar las tarifas eléctricas; y elaborar procedimientos y normativa complementaria a la emitida por el Ministerio de Energía y Minas. Cabe mencionar que, a partir del año 2001, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE), responsable de la fijación tarifaria, se fusionó con el entonces Osinerg, creándose la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

Adicionalmente tiene a su cargo las licitaciones de generación con recursos renovables (RER); la fijación de cargos como el FOSE (Fondo de Compensación Social Eléctrica); FISE (Fondo de Inclusión Social Energético); entre otros temas.

**d) Ministerio del Ambiente (MINAM)**

Creado en mayo del 2008, como organismo rector del sector ambiental. Ciertas funciones relativas al sector ambiental son realizadas por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM.

**e) Autoridad Nacional del Agua (ANA)**

Creada en marzo del 2008 como ente rector y máxima autoridad técnico-normativa del sistema nacional de gestión de los recursos hídricos.

**f) Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi).**

Entidad encargada de velar por la competencia en el país, promoviendo el funcionamiento del mercado y defendiendo los derechos de los consumidores. Indecopi es responsable de velar por el cumplimiento de la ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico.

**g) Comité de Operación Económica del Sistema (COES).**

Entidad privada integrada por empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras, así como clientes libres, encargada de la planificación y coordinación de la operación del SEIN al mínimo costo, para garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

Así mismo, planifica el desarrollo de la transmisión del SEIN y determina y valoriza las transferencias de energía y potencia entre generadores. Las principales funciones del COES son: elaborar el Plan de Transmisión; planificar la operación del SEIN; diseñar y ejecutar los procedimientos en materia de operación del SEIN; además de administrar y asegurar la competencia del mercado de corto plazo.

## 3.2 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO

La estructura del mercado eléctrico peruano está conformada por el desarrollo de las tres principales actividades necesarias para la provisión de energía eléctrica al usuario final: Generación, Transmisión y Distribución, tal como se observa en el Gráfico N°3.2.

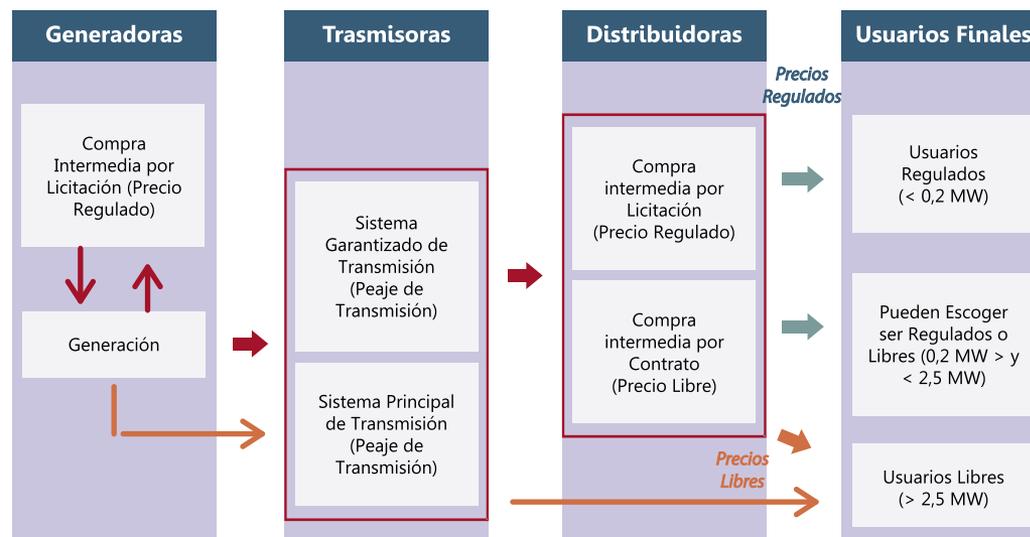
La energía eléctrica se produce mediante el uso de diversas tecnologías y fuentes primarias energéticas, es así que actualmente en nuestro país la generación eléctrica se encuentra diversificada, ya que se cuenta con centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas (diésel, residual,

carbón, biomasa, así como gas natural), centrales eólicas y centrales solares; las cuales aportan en diferente proporción al abastecimiento de la demanda de los usuarios finales.

Cabe mencionar que actualmente existen más de 64 empresas que se dedican a la generación para el mercado eléctrico en nuestro país (Ver anexo cuadro 8.3).

**Gráfico N°3.2**  
Estructura del mercado eléctrico

Fuente: Elaboración Ministerio de Energía y Minas.



Por el lado de los usuarios, éstos se dividen en usuarios regulados y usuarios libres. Los usuarios regulados son aquellos que por su relativamente bajo consumo eléctrico (menor a 0,2 MW), no pueden ser abastecidos en condiciones de competencia, por lo que el marco normativo del sector establece que deben ser abastecidos por un concesionario de distribución de electricidad, quien traslada las tarifas fijadas por el servicio de acuerdo a lo establecido por el Osinergmin,

entidad que regula las tarifas de generación, transmisión y distribución.

Los usuarios libres son aquellos cuyo consumo es mayor a 2,5 MW, por lo que se considera que pueden optar por el suministro de una empresa distribuidora o directamente de un generador.

Por otro lado, para los consumos entre 0,2 MW y 2,5MW, los usuarios pueden optar por ser libres o regulados.

La actividad de transmisión eléctrica consiste en el transporte de la energía generada en las centrales eléctricas, que llegan a los usuarios finales a través de las líneas de distribución. Esta actividad es considerada un monopolio natural por lo cual el peaje de transmisión es regulado por el Osinergmin. Asimismo, las principales inversiones en transmisión eléctrica son planificadas por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), mediante el Plan de Transmisión, con el objetivo de contar con la infraestructura adecuada para la operatividad del sistema.

En la planificación de la subtransmisión eléctrica, los agentes intervienen con sus propuestas de expansión de la transmisión y el Osinergmin aprueba los Planes de Inversión de Transmisión. Los proyectos nuevos del Plan de Transmisión son licitados y concesionados a empresas privadas con amplia experiencia internacional en la operación de redes, teniendo la responsabilidad de construir, operar y mantener la infraestructura de transmisión por el tiempo estipulado en cada contrato de concesión. Actualmente existen dieciséis empresas transmisoras en nuestro país.

La actividad de distribución consiste en la operación y mantenimiento de las redes de media y baja tensión que permiten suministrar electricidad a usuarios finales de determinadas zonas geográficas, así como las actividades de comercialización asociadas a la provisión del servicio eléctrico (facturación, atención al usuario, etc.).

Esta actividad es considerada un monopolio natural, debido a que las empresas distribuidoras tienen una concesión que les da exclusividad en el servicio de distribución dentro de los límites del área geográfica de suministro. Actualmente la distribución eléctrica es desarrollada por 23 empresas en nuestro país.

Cabe indicar que los grandes usuarios libres, en general contratan directamente con los generadores eléctricos, debido a que su consumo de energía y sus transacciones se dan a una escala superior

a la realizada por los usuarios regulares de las empresas distribuidoras. Es así que las empresas generadoras son consideradas como comercializadores mayoristas de energía eléctrica, mientras que las distribuidoras son comercializadores minoristas.

*La actividad de transmisión eléctrica consiste en el transporte de la energía generada en las centrales eléctricas, que llegan a los usuarios finales a través de las líneas de distribución. Esta actividad es considerada un monopolio natural por lo cual el peaje de transmisión es regulado por el Osinergmin.*

Los agentes del sector eléctrico peruano interactúan en tres principales mercados donde existen transacciones de energía y potencia.

El primero es el mercado de contratos de negociación bilateral entre generadores y distribuidores y/o usuarios libres. En este mercado, los precios de energía y potencia, así como las condiciones comerciales, se establecen por negociación entre los agentes por lo que se denominan precios libres.

El segundo, es el mercado de contratos donde los precios de la energía son obtenidos mediante licitación y en el que intervienen generadores y distribuidores que adquieren energía para abastecer a los usuarios regulados de su zona de concesión, mientras que el precio de potencia es el establecido por el Osinergmin.

*La actividad de distribución consiste en la operación y mantenimiento de las redes de media y baja tensión que permiten suministrar electricidad a usuarios finales de determinadas zonas geográficas, así como las actividades de comercialización asociadas a la provisión del servicio eléctrico*

Finalmente, en el mercado de corto plazo es donde se realizan las transferencias de energía y potencia.

### 3.3 SITUACIÓN A NIVEL NACIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO Y USO PROPIO Ó AUTOGENERACIÓN

Las cifras a nivel nacional están compuestas por las cifras del mercado eléctrico y por las cifras de uso propio o autogeneración. Durante el año 2016, el consumo de energía eléctrica per cápita en cifras nacionales, fue aproximadamente de 1 446 kWh/habitante, como se observa en el Cuadro N°3.1; el cual es relativamente bajo respecto al resto de países de la región, por lo que presenta un espacio para el crecimiento potencial del sector eléctrico.

De acuerdo con la información de la Agencia Internacional de Energía, en el año 2015 Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México tenían consumos per cápita de 3 088, 2 516, 3 972, 1 231 y 2 230 kWh/habitante, respectivamente. El Perú en el año 2016 tuvo un consumo per cápita de 1 446 kWh/habitante.

La producción nacional de energía eléctrica durante el año 2016 fue de 51 700 GWh, de los cuales 95,8% correspondía al mercado eléctrico y el 4,2% restante correspondía al uso propio. En cuanto a las ventas a usuarios finales a nivel nacional, estas fueron de 43 367 GWh. El consumo total nacional, incluyendo las ventas a usuarios finales y el uso propio, fue de 45 533 GWh; por otro lado, el factor de pérdida del mercado nacional fue de 11,9%, tal como se aprecia en el Cuadro N°3.1.

En el año 2016, la potencia instalada a nivel nacional fue de 14 518 MW, de los cuales el 89,9% corresponde al mercado eléctrico y el 9,9% restante corresponde al uso propio. Adicionalmente se puede indicar que el 58,5% de la potencia instalada a nivel nacional estuvo conformada por unidades de generación térmica; 38,9% por centrales hidráulicas; y 2,6% por centrales

Las transferencias se originan a partir de los desbalances en la producción real de los generadores y la demanda de los usuarios con los cuales han establecido contratos de suministro. Así, aquellas empresas con una producción superior a la demandada por sus clientes, se configuran como vendedoras netas, mientras que en el caso contrario se las considera compradoras netas.

con energías renovables (Solar y Eólica). Cabe mencionar que el ingreso en operación de las centrales del Nodo Energético del Sur, integrado por dos centrales termoeléctricas duales (que pueden funcionar con diesel y gas natural), y dos centrales hidroeléctricas, como Cerro del Águila y Chaglla, explican el incremento en la composición de la potencia instalada de las unidades térmicas y de las centrales hidroeléctricas, respecto a las del año anterior.

En el caso de la infraestructura de transmisión eléctrica, la longitud de redes a nivel nacional al año 2016 fue de 23 488 km, las mismas que han permitido atender a 6 936,6 miles de usuarios en todo el país; de los cuales 6 935,6 miles de usuarios son regulados y sólo 933 son usuarios libres. Estos últimos, en el año 2015, alcanzaban en número los 346, es decir, menos de la mitad que los del año 2016. El incremento de usuarios se explica por la migración de usuarios regulados a usuarios libres, ocasionado por el diferencial de precios entre los dos mercados. Los generadores eléctricos han incrementado la atención a usuarios libres de 171 en el año 2015 a 468 durante el año 2016, lo que implica una competencia intensa entre las empresas generadoras y distribuidoras.

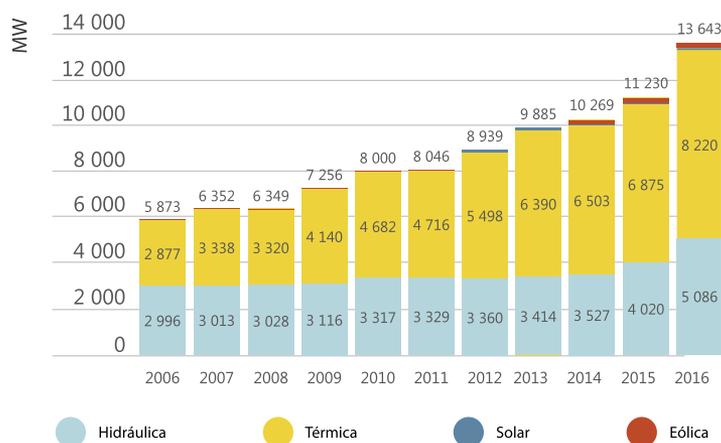
### Cuadro N°3.1 Cifras nacionales 2016. Indicadores seleccionados

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Información 2016	
<b>Consumo per cápita (kWh/habitante)</b>	<b>1 446</b>
<b>Producción (GWh)</b>	<b>51 700</b>
Hidráulica	24 172
Térmica	26 223
RER (Solar/eólica)	1 305
<b>Consumo (GWh)</b>	<b>45 533</b>
Factor de Perdidas (%)	-11,9%
<b>Potencia Instalada (MW)</b>	<b>14 518</b>
Hidráulica	5 189
Térmica	8 989
RER (Solar/eólica)	340
Potencia Efectiva (MW)	13 643
<b>Máxima demanda (MW)</b>	<b>6 492</b>
Margen de Reserva (%)	37.0% (Enero - Abril) 38.9% (Mayo - Diciembre)
<b>Longitud de redes (Km)</b>	<b>23 488</b>
<b>N° de Usuarios (miles)</b>	<b>6 936,5</b>
Regulados	6 935,6
Libres	0,93

### Gráfico N°3.3 Evolución de potencia efectiva nacional, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



El Gráfico N°3.3, elaborado en base a la información del MEM, muestra la evolución de la potencia efectiva nacional para el período 2006 - 2016. En el 2016, el mercado eléctrico y uso propio representaron el 91,3% (12 451 MW) y 8,7% (1 192 MW) del mercado eléctrico, con un total de 13 643 MW.

La potencia efectiva nacional también puede ser agrupada por el SEIN y los sistemas aislados. Al respecto, debemos precisar que tanto el mercado eléctrico y uso propio tienen incorporadas instalaciones que pertenecen al SEIN y los sistemas aislados.

A nivel de mercado eléctrico, el SEIN representó el 98,5% (12 265 MW) y los sistemas aislados el 1,5% (186 MW). En cuanto a uso propio, el SEIN representó el 21,2% (253,3 MW) y los sistemas aislados el 78,8% (938,5 MW). Se aprecia que en el lapso de diez años, a nivel nacional se pasó de tener 5 873 MW en el año 2006, a tener 13 643 MW en el año 2016; es decir, este se incrementó en 2,3 veces.

*En el año 2016, la potencia instalada a nivel nacional fue de 14 518 MW, de los cuales el 89,9% corresponde al mercado eléctrico y el 9,9% restante corresponde al uso propio. Adicionalmente se puede indicar que el 58,5% de la potencia instalada a nivel nacional estuvo conformada por unidades de generación térmica; 38,9% por centrales hidráulicas; y 2,6% por centrales con energías renovables (Solar y Eólica).*

Así mismo el mayor incremento se produjo en las centrales térmicas, donde la potencia efectiva del año 2006 (2 877 MW) aumentó en 2,9 veces al año 2016 (8 220 MW); mientras que

la potencia efectiva de las centrales hidráulicas, se ha incrementado en 1,7 veces en el mismo periodo. Por otro lado, en el caso de las renovables, la potencia efectiva de las centrales eólicas, que era 0,7 MW el año 2006, pasó a ser de 240 MW el año 2016. Finalmente, cabe señalar que en el

año 2012, la potencia efectiva solar inició su contribución con 80 MW y luego tuvo un ligero incremento a 96 MW el año 2016.

### 3.4 SITUACIÓN A NIVEL DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

El 2016, la Potencia Efectiva en el mercado eléctrico fue de 12 451 MW, la participación del SEIN (12 265 MW) y los sistemas aislados (186 MW) fue de 98,5% y 1,5%, respectivamente. A continuación, se presenta en el Gráfico N° 3.3.1 la evolución de la Potencia Efectiva en el Mercado Eléctrico. Se aprecia que la potencia efectiva se ha más que duplicado en el año 2016 (12 451 MW) respecto al año 2006 (5 064 MW).

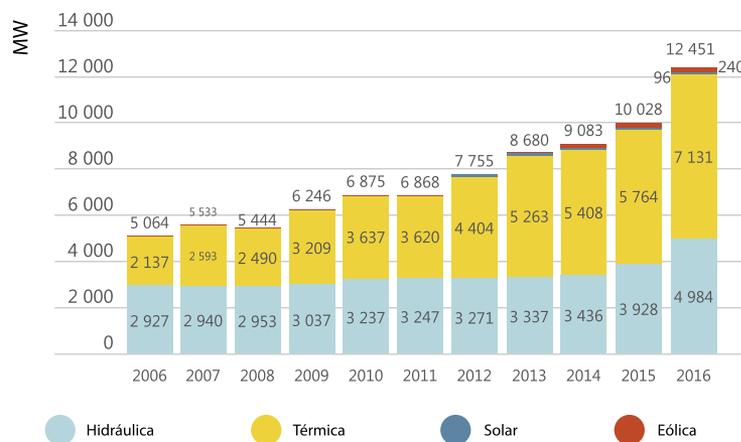
En el caso de la energía eólica tuvo una pequeña participación de 0,70 MW en el año 2006, la cual se incrementó a 240 MW en el 2016. Ese año, las centrales solares, que iniciaron su participación en el mercado eléctrico en el 2012, alcanzaron una potencia efectiva de 96 MW.

La mayor diversificación de la potencia se produjo por la inclusión del gas natural de Camisea en la matriz de producción de la energía eléctrica. Aunque debemos precisar que la mayor inclusión de la potencia termoeléctrica se encuentra concentrada en la zona de Chilca.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, la mayor oferta, en algunos casos, se debe a los proyectos asociados en base a las licitaciones de suministro de energía eléctrica de largo plazo para el mercado de usuarios regulados y en otros casos en proyectos que cumplen dos funciones: la de atender al mercado de usuarios regulados y de ser de carácter hidráulico para diversificar la matriz energética.

**Gráfico N°3.3.1**  
Evolución de potencia efectiva en el mercado eléctrico, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



El porcentaje de participación de las centrales térmicas paso de ser del 42,1% en el 2006 (2 137 MW), a 57,3% en el año 2016 (7 131 MW). Por otro lado, en el caso de las centrales hidráulicas en el año 2006, su participación fue de 57,8% (2 927 MW), reduciéndose a 40,0% (4 984 MW) de la potencia efectiva en el mercado eléctrico durante el año 2016.

### 3.4.1 POTENCIA EFECTIVA EN EL SEIN

**Gráfico N°3.3.2**  
Evolución de potencia efectiva en el SEIN, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



Por la importancia del mercado eléctrico discutido anteriormente, en esta parte se presenta el análisis del SEIN. En el año 2006, la potencia efectiva del SEIN era de 4 892MW, de los cuales el 58,4% era de centrales hidroeléctricas y el 41,6% era de centrales termoeléctricas. En el año 2016, se tuvo una potencia efectiva de 12 518 MW, dos veces y media más que en el año 2006, y una mayor presencia de las centrales termoeléctricas con una participación del 57,6%, mientras que las centrales hidroeléctricas, ese mismo año, representaban el 39,7%. También se tuvo una participación de las centrales eólicas y solares de 1,9% y 0,8%, respectivamente, tal como se observa en el Gráfico N°3.3.2.

### 3.4.2 EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y DEMANDA EN EL SEIN

En el periodo 2006 – 2016, la máxima demanda del SEIN, tuvo una variación promedio anual de 6%, mientras la oferta de generación eléctrica del SEIN en el mismo período creció 9,6% anualmente, permitiendo una operación segura y minimizando el riesgo ante cualquier desabastecimiento en SEIN.

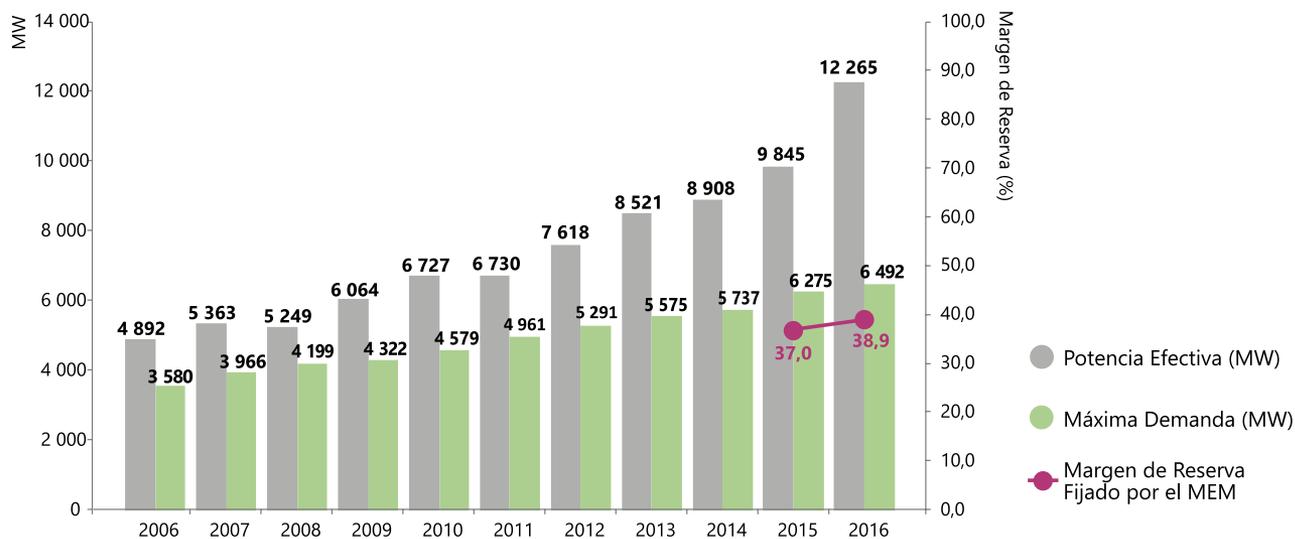
Cabe mencionar que en mayo del 2016, el MEM fijó el Margen de Reserva en 38,9%, la vigencia de este margen era hasta abril de 2017. Precedente a esto, el margen de reserva vigente durante el periodo mayo 2015 hasta abril 2016 era de 37,0%, como se aprecia en el Gráfico N°3.4.

La Potencia Efectiva del SEIN en el año 2016 fue de 12 265 MW, lo que representó un incremento de aproximadamente 24,2% respecto al año 2015 que fue de 9 845 MW. El incremento se debió principalmente a la puesta en operación comercial, de las centrales del nodo energético (1 350,8 MW) y las centrales hidroeléctricas de Cerro del Águila y Challga (980,8 MW), que en total aportaron al SEIN 2 331,6 MW.

Por otro lado, la máxima demanda durante el año 2016 fue 6 492 MW, lo que representó un incremento aproximado de 3% respecto a la Máxima Demanda del año 2015. Cabe destacar que la demanda nacional fue afectada por la desaceleración de la economía, lo cual motivó un menor consumo de energía.

**Gráfico N° 3.4**  
Balance de oferta y demanda del SEIN, 2006 - 2016 (MW)

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



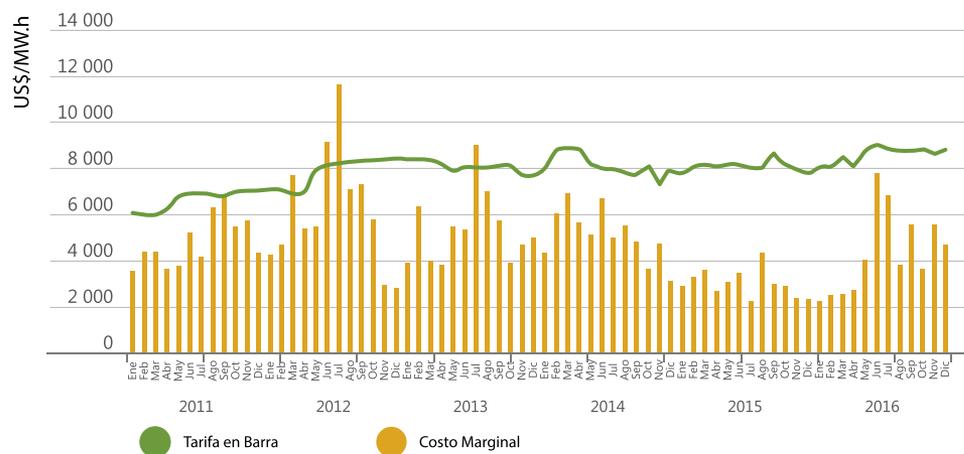
### 3.4.3 COSTO MARGINAL Y TARIFA EN BARRA

El Gráfico N°3.5 muestra la evolución mensual del costo marginal y la tarifa en barra durante el período 2011 - 2016, en dicho gráfico se puede apreciar una ligera tendencia al alza de la tarifa en barra; y costos marginales que están por debajo de esta tarifa.

En diciembre del 2016 el costo marginal fue de 23,08 USD/MWh, y el precio en barra fue de 44,12 USD/MWh, es decir, casi el doble del costo marginal.

**Gráfico N°3.5**  
Evolución del costo marginal y la tarifa en barra

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



### 3.4.4 EVOLUCIÓN DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

En el 2016 con el reforzamiento de la infraestructura en generación, transmisión y distribución permitieron atender a 6 936,5 miles de usuarios en todo el país, de los cuales 6 935,6 miles de usuarios eran regulados y sólo 933 eran usuarios libres. Cabe resaltar que los usuarios libres en el año 2015 eran 346, es decir, menos de la mitad que los del año 2016.

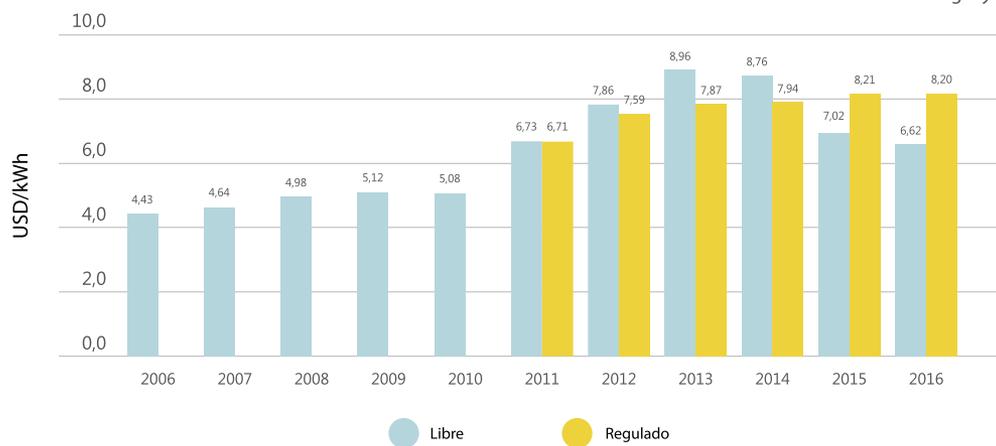
A continuación se presentan tres gráficos que muestran la evolución de precios de distribución de energía eléctrica en las distintas tensiones ofertadas al mercado, donde se compara el precio del mercado de usuarios libres, versus el precio del mercado de usuarios regulados.

El Gráfico N°3.6 muestra la evolución del precio medio de energía de Muy Alta Tensión a nivel de distribución para el período 2006 - 2016 y se puede apreciar que, a partir del año 2011, recién se cuenta con precio de mercado libre y mercado regulado. Se hace evidente también que mientras en los primeros años el precio del mercado libre era mayor al precio del mercado regulado, es a partir del año 2015 que el precio del mercado libre pasó a ser menor que el precio del mercado regulado.

Es así que ese año, mientras el precio regulado era de 8,21 cts. USD/kWh, el precio libre era de 7,02 cts. USD/kWh; incrementándose esta brecha el año 2016, toda vez que el precio libre fue de 6,62 cts. USD/kWh y el precio regulado de 8,20 cts. USD/kWh. La diferencia era de casi 2 cts. USD/kWh, es decir, un ahorro de aproximadamente 20%, lo cual probablemente incentivó la migración desde el mercado regulado hacia el mercado libre.

**Gráfico N°3.6**  
Distribución - Evolución del precio medio de energía eléctrica de Muy Alta Tensión, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

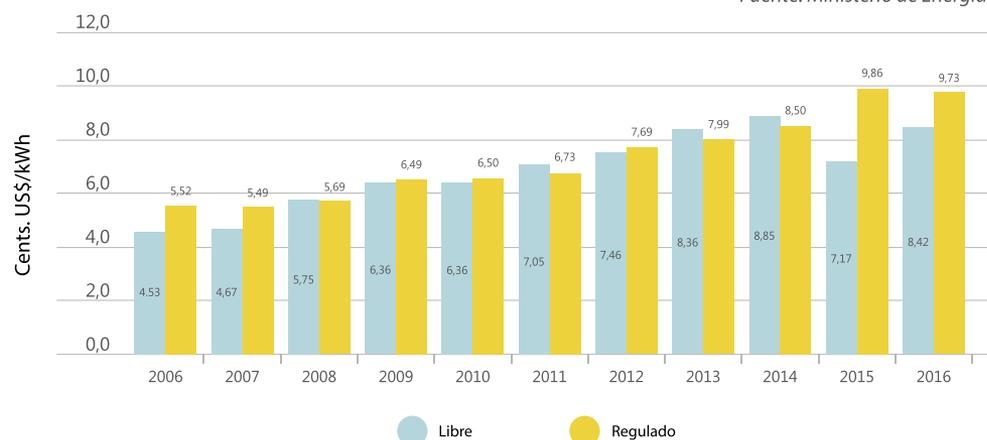


El Gráfico N°3.7 muestra la evolución del precio medio de energía de Alta Tensión a nivel de distribución para el período 2006 - 2016 y en él se puede apreciar que en los primeros años el precio del mercado libre era ligeramente mayor al precio del mercado regulado. Es a partir del 2015, que el precio libre pasó a ser menor que el precio regulado, pues ese

año mientras el precio regulado era de 9,86 cts. USD/kWh, el precio libre era de 7,17 cts. USD/kWh. Para el año 2016, el precio regulado fue de 9,73 cts. USD/kWh., mientras que el precio libre alcanzó los 8,42 cts. USD/kWh.

**Gráfico N°3.7**  
Distribución - Evolución del precio medio de energía eléctrica de Alta Tensión, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

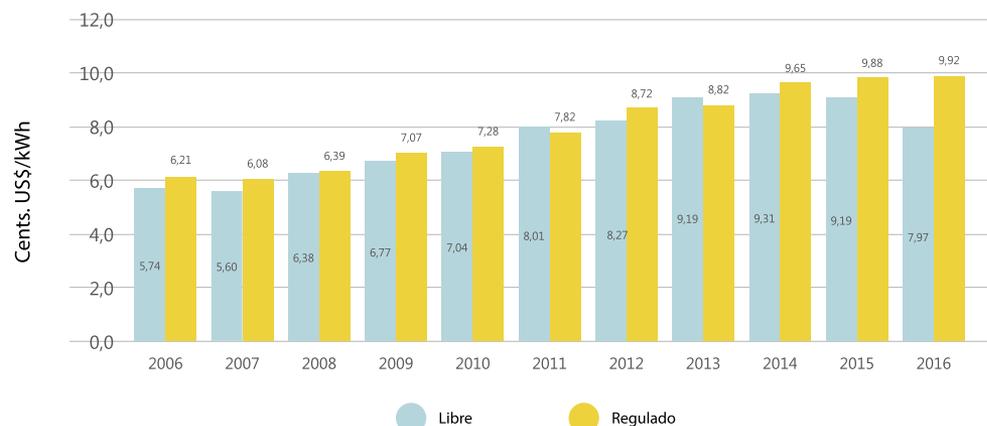


El Gráfico N°3.8 muestra la evolución del precio medio de energía de Media Tensión a nivel de distribución para el período 2006 - 2016 y se puede apreciar que a semejanza de los gráficos anteriores, en los

primeros años el precio libre era ligeramente mayor al regulado.

**Gráfico N°3.8**  
Distribución - Evolución del precio medio de energía eléctrica de Media Tensión, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

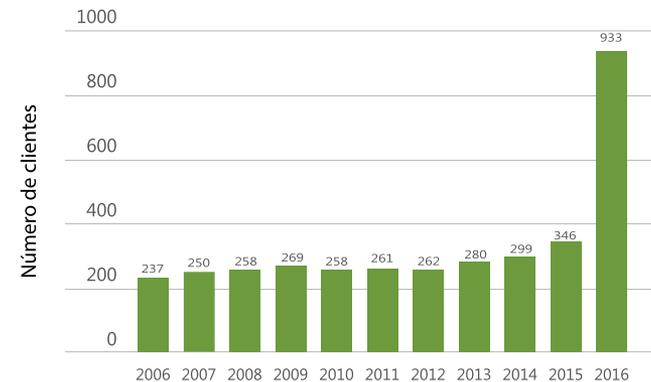


Es a partir del año 2015 que el precio libre pasó a ser menor que el precio regulado, pues mientras el precio regulado era de 9,88 cts. USD/kWh, el precio libre era de 9,19 cts. USD/kWh. Para el año 2016, el precio libre pasó a ser de 7,97 cts. USD/kWh, mientras el precio regulado llegó a los 9,92 cts. USD/kWh. La diferencia de precios era de 1,9 cts. USD/kWh, es decir, casi 20% de ahorro si se pasaba de regulado a libre, como en el caso del precio medio de energía de Muy Alta Tensión.

El Gráfico N°3.9 que presenta la evolución del número de clientes libres para el período 2006 - 2016, muestra como se ha incrementado el número de clientes libres en los dos últimos años -principalmente el año 2016.

**Gráfico N°3.9**  
Evolución del número de clientes libres, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



### 3.4.5 ANÁLISIS FINANCIERO DEL SECTOR ELÉCTRICO

De acuerdo con la información publicada por Osinergmin, en el Informe Económico Financiero del Sector Eléctrico al cuarto trimestre del 2016, que considera los Estados Financieros remitidos al regulador por las empresas eléctricas, tenemos que:

En el Cuadro N°3.2, que resume el balance general de las principales actividades del sector energía, se observa que a nivel generación, el 56% de los activos estaban financiados por capital propio y contaban con

un ratio de apalancamiento de 0,78. En el caso de la transmisión eléctrica, se puede apreciar que el 37% de los activos se financiaban con capital propio y el ratio de apalancamiento fue de 1,74. En el caso de la distribución eléctrica, se observa que el financiamiento con capital propio de los activos fue igual a 56% y el ratio de apalancamiento de 0,78.

**Cuadro N°3.2**  
Resumen del balance general en millones de nuevos soles, 2016

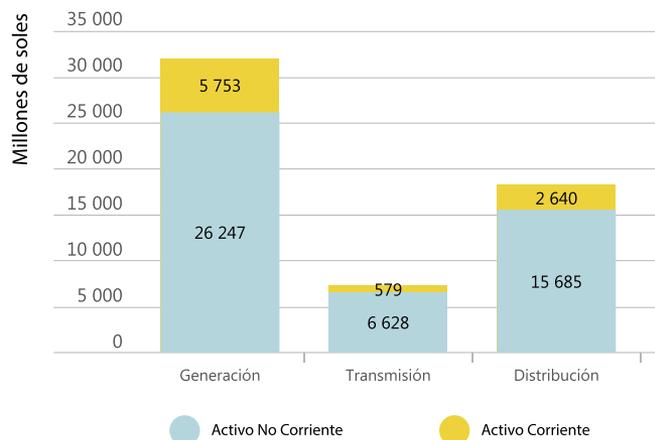
Fuente: Informe Económico Financiero del Sector Eléctrico al cuarto trimestre del 2016. Osinergmin.

Actividad	Activos			Pasivos Totales		Patrimonio	Pasivo/Patrimonio	
	Corriente	No Corriente	Totales	Corto Plazo	Largo Plazo		2016	2015
Generación	18%	82%	32 000	12%	32%	56%	0,78	0,93
Transmisión	8%	92%	7 207	12%	51%	37%	1,74	1,70
Distribución	14%	86%	18 325	19%	25%	56%	0,78	0,77
<b>Total Sector</b>	<b>16%</b>	<b>84%</b>	<b>57 532</b>	<b>14%</b>	<b>32%</b>	<b>54%</b>	<b>0,86</b>	<b>0,94</b>

Adicionalmente, el Gráfico N°3.10 muestra y compara la composición de los activos por actividad en el año 2016; y el Gráfico N°3.11 compara la composición del patrimonio y pasivos por actividad en el mismo período.

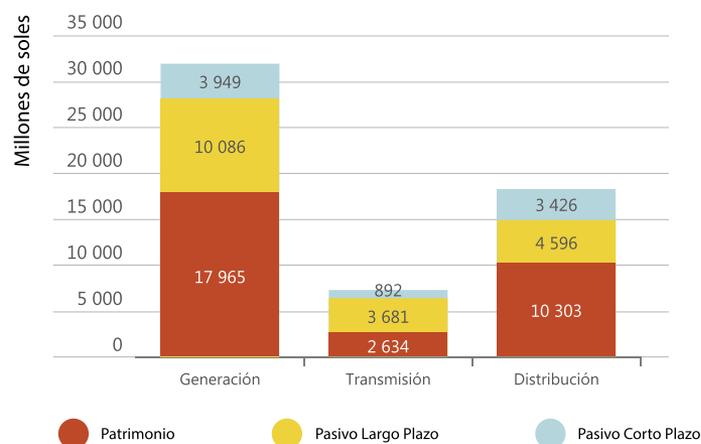
**Gráfico N°3.10**  
**Comparación de los activos por actividad, 2016**

Fuente: Informe Económico Financiero del Sector Eléctrico al cuarto trimestre del 2016. Osinergmin, elaboración propia.



**Gráfico N°3.11**  
**Comparación pasivos y patrimonio por actividad, 2016**

Fuente: Informe Económico Financiero del Sector Eléctrico al cuarto trimestre del 2016. Osinergmin, elaboración propia.



De acuerdo con el Cuadro N°3.3, que resume el estado de pérdidas y ganancias del sector, se aprecia que la tasa de retorno sobre el patrimonio (ROE) de las empresas distribuidoras al 31 de diciembre del 2016, fue 17,6% mayor al resultado de las empresas generadoras, que fue de 16,34% y de las empresas transmisoras, de 15,35%, en el mismo período.

Por otro lado, la tasa de retorno sobre los activos (ROA) de las empresas de distribución eléctrica en el año 2016, fue 10,29%, mayor al ROA de las empresas generadoras que fue de 9,67%, y al de las empresas de transmisión, que fue 6,95% en promedio para el mismo período. Así mismo, se aprecia que la variación anual en ventas de las empresas de generación fue de 18% respecto al año 2015, es decir, se incrementó en casi un quinto.

En el caso de la transmisión la variación en ventas respecto al año 2015 fue del 5% y en el caso de las distribuidoras, la variación fue de 6%.

El beneficio antes de intereses, impuestos, depreciación y amortizaciones (EBITDA - Earnings Before Interests Taxes Depreciation and Amortization) del sector generación, creció 1% respecto al 2015; el de transmisión, 7% y el de distribución 5%.

En el caso del ratio EBITDA sobre las ventas, correspondiente al año 2016 para la actividad de generación, este fue del 40%; de 58% para la actividad de transmisión y de 24% en lo que corresponde a la actividad de distribución.

**Cuadro N°3.3**  
Resumen del estado de pérdidas y ganancias en millones de nuevos soles, 2016

Fuente: Osinergmin. Informe Económico Financiero del Sector Eléctrico al cuarto trimestre del 2016.

Actividad	Ventas	Var. Anual (%)	EBITDA	Var. Anual (%)	EBITDA/Ventas	Ratios de Rentabilidad	
						ROA	ROE
Generación	11 234	18%	4 471	1%	40%	9,67%	16,34%
Transmisión	1 034	5%	598	7%	58%	6,95%	15,35%
Distribución	10 994	6%	2 627	5%	24%	10,29%	17,60%
<b>Total</b>	<b>23 262</b>	<b>12%</b>	<b>7 696</b>	<b>3%</b>	<b>33%</b>		

EBITDA: Beneficio antes de intereses, impuestos, depreciación y amortizaciones

ROA: Tasa de retorno producida sobre el activo

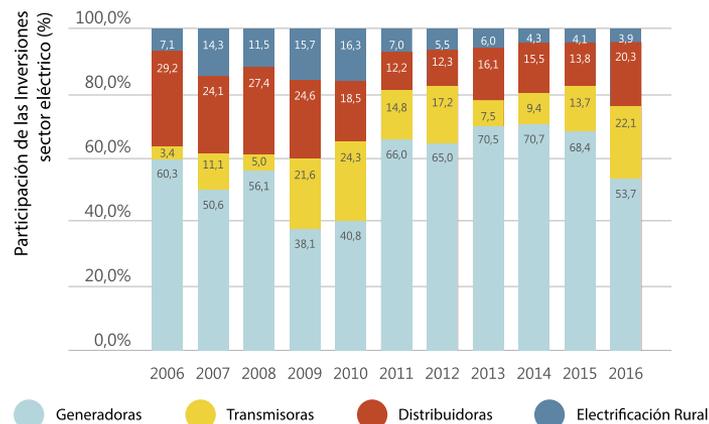
ROE: Tasa de retorno producida sobre el patrimonio

Para el siguiente análisis es necesario considerar los Gráficos N°2.2 y N°3.12, que se complementan. El primero muestra las inversiones en millones de dólares y el segundo las participaciones porcentuales de las inversiones por cada segmento de la industria eléctrica.

por actividades. De esta forma se aprecia que las mayores inversiones se han realizado en la generación de electricidad, seguida por las inversiones en transmisión y finalmente por las de distribución.

**Gráfico N°3.12**  
Inversiones ejecutadas del sector eléctrico, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



En el período 2006 - 2016, en promedio, las inversiones en la generación eléctrica fueron mayores al 50% de las inversiones totales ejecutadas, con excepción de los años 2009 y 2010. Las mayores inversiones en la generación eléctrica se produjeron en el período 2011 - 2015, con la ejecución de proyectos hidroeléctricos asociados al afianzamiento de la seguridad energética y la diversificación de la matriz productiva en electricidad.

*Las mayores inversiones en la generación eléctrica se produjeron en el período 2011 - 2015, con la ejecución de proyectos hidroeléctricos asociados al afianzamiento de la seguridad energética y la diversificación de la matriz productiva en electricidad.*

En cuanto a las inversiones ejecutadas en el sector eléctrico, el Gráfico N°3.12 muestra la evolución durante el período 2006 - 2016, desagregada

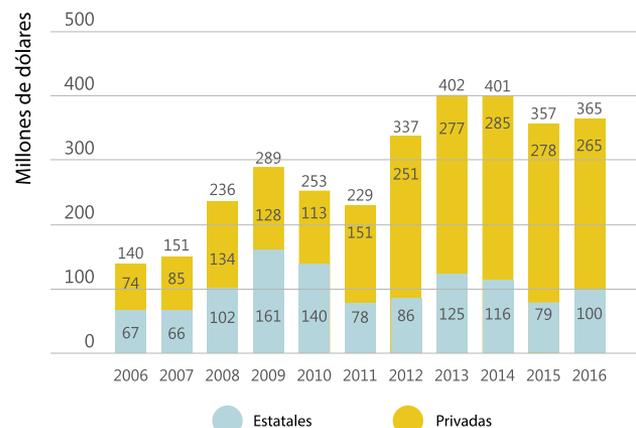
La mayor inversión en la transmisión eléctrica se produjo en el 2012, con una participación del 17,2% (la inversión total en el sector eléctrico fue de 2 739 MUSD). Así mismo, se observa que en el 2016, por la reducción de la inversión de la generación eléctrica, la participación de la transmisión fue de 22,1% (la inversión total del sector eléctrico fue de 1 798 MUSD); mientras que las inversiones en la transmisión eléctrica, básicamente se dieron en la expansión de la infraestructura de transmisión en 500 kV y 220 kV.

*Las inversiones en líneas de transmisión en 500 kV, no sólo implican la inserción de recursos monetarios al sistema eléctrico, sino que incrementan la productividad en la transmisión por la economía de escala que se obtiene de la mayor transmisión de energía eléctrica; así también implica la adquisición de nuevas formas de operación y mantenimiento que deben ser asimiladas por los trabajadores peruanos.*

Anteriormente, en el sistema eléctrico peruano, el máximo nivel de tensión era 220 kV. Las inversiones en líneas de transmisión en 500 kV, no sólo implican la inserción de recursos monetarios al sistema eléctrico, sino que incrementan la productividad en la transmisión por la economía de escala que se obtiene de la mayor transmisión de energía eléctrica; así también implica la adquisición de nuevas formas de operación y mantenimiento que deben ser asimiladas por los trabajadores peruanos.

**Gráfico N° 3.13**  
Inversiones ejecutadas en distribución, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



Fueron los años 2013 y 2014 en los que se produjeron las mayores inversiones en la distribución eléctrica, superando los 400 MUSD. En el 2013, la participación de la inversión en distribución llegó al 16,1% (421 MUSD), y en el 2014 ésta fue del 15,5% (401 MUSD). Para el 2016, la participación llegó a 20,3 representando 365 MUSD.

Las inversiones en la distribución acompañaron el crecimiento de la demanda que se experimentó por los mayores consumos en Lima y provincias, como consecuencia del crecimiento económico que hizo necesaria la instalación de nueva infraestructura y repotenciación del sistema de distribución eléctrica existente.

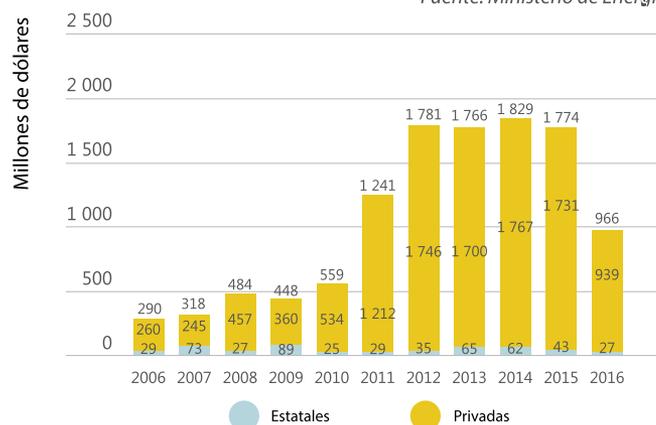
En cuanto a las inversiones en electrificación por parte del Estado, se observa el dinamismo que empezó desde el 2006 al 2010, posibilitando el incremento del coeficiente de electrificación rural. También se observa un menor dinamismo de las inversiones en la electrificación rural posterior al 2011; esto en razón a que la electrificación rural debe ser más focalizada y aún quedan por electrificar zonas alejadas a la red eléctrica. El mayor monto de inversión se produjo en el 2010 con una participación del 16,3% (223 MUSD). En el 2016, las inversiones llegaron al 3,9% (69 MUSD).

El Gráfico N°3.13 muestra la evolución de las inversiones ejecutadas en distribución, desagregada por empresas privadas y empresas del Estado, para el período comprendido entre los años 2006 y 2016. Se puede apreciar que el monto invertido en la actividad de distribución se ha incrementado en los últimos años.

El año 2016 la ejecución en distribución fue de 364,7 MUSD, de los cuales 264,7 MUSD fueron inversiones ejecutadas por empresas privadas y 100 MUSD por empresas del Estado. También se puede apreciar que a partir del año 2011, la inversión por parte de las empresas privadas ha sido significativamente mayor que la inversión hecha por empresas del Estado.

**Gráfico N°3.14**  
Inversiones ejecutadas en generación, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



El Gráfico N°3.14 presenta la evolución de las inversiones ejecutadas en generación eléctrica para el período 2006 - 2016, desagregada en empresas estatales y empresas privadas. Se puede apreciar en dicho gráfico, que la empresa privada ejecuta inversiones de forma significativamente mayor que las empresas estatales. Las inversiones hechas han sido principalmente para incrementar la reserva de capacidad, dado el reciente ingreso de las centrales del nodo energético del sur, así como la central hidroeléctrica Cerro del Águila. El año 2016, la inversión ejecutada en generación fue de 965,8 MUSD, de los cuales 938,9 MUSD fueron ejecutados por la empresa privada y sólo 27 MUSD, por empresas estatales.

Las oportunidades de inversión en la generación a cargo de las empresas estatales están dirigidas a temas de afianzamiento hídrico y repotenciación de las centrales eléctricas, con un marco normativo que fomenta la participación supletoria del Estado en las inversiones. En este segmento de la industria eléctrica, se observa un mayor dinamismo de las empresas privadas.

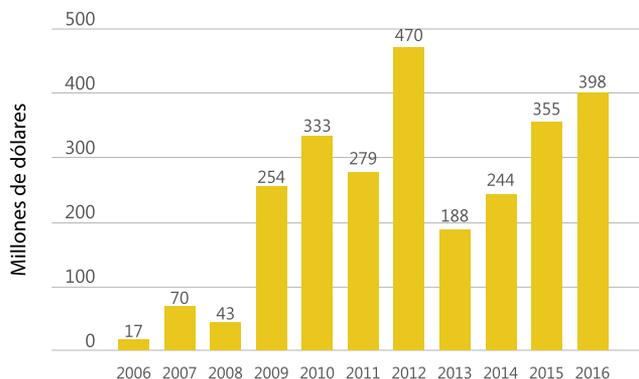
*Durante el año 2012, se realizó la mayor inversión ejecutada del periodo citado, que ascendió a 470 MUSD, y fue una respuesta a las necesidades de mayores niveles de tensión para transportar energía desde la zona central a la zona del sur y norte del país, ocasionada en parte por la concentración de generación eléctrica en la zona centro y el incremento de demanda en las zonas sur y norte.*

El Gráfico N°3.15 presenta la evolución de las inversiones ejecutadas en transmisión eléctrica para el período 2006 - 2016. Como se aprecia, de acuerdo a la información del MEM, las inversiones en transmisión eléctrica han sido ejecutadas sólo por empresas privadas.

Debemos precisar, que las empresas distribuidoras realizan inversiones en subtransmisión que están en los niveles de tensión entre los 138 kV y 30 kV, que no son tomadas en cuenta en las estadísticas que se presentan a continuación.

**Gráfico N°3.15**  
Inversiones ejecutadas en transmisión, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



Durante el año 2012, se realizó la mayor inversión ejecutada del periodo citado, que ascendió a 470 MUSD, y fue una respuesta a las necesidad de mayores niveles de tensión para transportar energía desde la zona central a la zona del sur y norte del país, ocasionada en parte por la concentración de generación eléctrica en la zona centro y el incremento de demanda en las zonas sur y norte.

Por otro lado, en el año 2016, la inversión ejecutada fue de 398 MUSD, siendo la segunda inversión más alta del periodo 2006 - 2016. En la sección 4.2, se desarrolla con más detalle la evolución de la infraestructura en transmisión. Cabe mencionar que, a partir del año 2011, se inició la inversión en el desarrollo de líneas de transmisión de 500 kV así como también se incrementó el desarrollo de líneas de 220 kV, tal como se aprecia en el Gráfico N°4.10.

### 3.5 EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Para establecer la participación de las empresas por cada segmento de la industria eléctrica, es necesario contar con información desagregada, por tanto, en esta sección se utiliza información del COES a nivel del SEIN. Durante el año 2016, las empresas con mayor participación en la potencia efectiva fueron: Engie, EnelG, Kallpa y Electroperú, tal como se observa en el Cuadro N°3.4.

En cuanto a las empresas de transmisión, aquellas con participación mayor en 500kV, fueron: Transmantaro y ABY Transmisión Sur, con participaciones respectivas de 48,3% y 45,0%. Esto se desprende del Cuadro N°3.5.

Las empresas con mayor participación en 220 kV fueron: Red de Energía del Perú, con 41,0% de participación; Transmantaro, con el 17,9%; y ATN S.A., con 8,3%. Esto se observa en el Cuadro N°3.6.

En las redes de sub-transmisión, las empresas más importantes fueron: Hidrandina, Red de Energía del Perú y Statkraft, con participaciones de 11,7%, 9,7% y 6,7%, respectivamente, como se observa en el Cuadro N°3.7.

**Cuadro N°3.4**  
Participación de las empresas generadoras en la potencia efectiva en el SEIN-COES, 2016

Fuente: Estadísticas Anuales 2016. Comité de Operación Económica del Sistema.

Empresas	I Potencia Efectiva (%)	Empresas	II Potencia Efectiva (%)
Engie	20,95	Egesur	0,48
EnelG	12,30	Egejunín	0,33
Kallpa	8,79	Santa Cruz	0,28
Electoperú	7,57	PE Marcona	0,26
Samay	5,23	Sinersa	0,25
Fénix Power	4,72	SDF Energía	0,24
Cerro del Aguila	4,25	SDE Piura	0,22
EGHuallaga	3,87	Tacna Solar	0,17
Statkraft Perú	3,73	Majes Solar	0,17
Egenor	3,11	Repartición Solar	0,17
EnelP	2,43	Panamericana Solar	0,17
Egasa	2,42	Egerba	0,17
Planta Eten	1,85	Huanchor	0,16
Celepsa	1,84	Río Doble	0,16
Termochilca	1,67	Aurora	0,13
Chinango	1,64	Moquegua FV	0,13
Cerro Verde	1,48	Aipsaa	0,10
Termoselva	1,46	Ayepsa	0,10
Egamsa	1,40	Gepsa	0,08
San Gabán	0,99	Egecsac	0,04
Energía Eólica	0,94	Petramás	0,04
EMGHuanza	0,81	Hidrocañete	0,03
PE Tres Hermanas	0,80	Yanapampa	0,03
Luz del Sur	0,74	Maja Energía	0,03
Shougesa	0,53	Ecelim	0,02
Iyepsac	0,49	Santa Rosa	0,01
<b>Total I y II</b>		<b>100,00</b>	

**Cuadro N°3.5**  
Participación de las empresas transmisoras en el SEIN-COES 500 kV, 2016

Fuente: Estadísticas Anuales 2016. Comité de Operación Económica del Sistema.

Empresa	Longitud Km	Participación %
Transmantaro	948,8	48,3
ABY Transmisión Sur	883,5	45,0
Engie	75,0	3,8
Samay I	57,8	2,9
<b>Total</b>	<b>1 965,1</b>	<b>100,0</b>

## Cuadro N°3.6

## Participación de las empresas transmisoras en el SEIN-COES 220 kV, 2016

Fuente: Estadísticas Anuales 2016. Comité de Operación Económica del Sistema.

Empresas	Longitud Km	Participación %
Red de Energía del Perú	4 988,4	41,0
Transmantaro	2 179,6	17,9
ATN S.A.	1 015,0	8,3
Redesur	534,4	4,4
Tesur	402,8	3,3
Eteselva	390,7	3,2
Conelsur LT	379,4	3,1
ATN2	263,9	2,2
ISA-Perú	262,2	2,2
EGHuallaga	255,2	2,1
Southern	204,8	1,7
Engie	202,8	1,7
ATN1	170,3	1,4
Conenhua	147,9	1,2
Statkraft	126,9	1,0
Minera Antamina	104,2	0,9
Enel Distribución	99,4	0,8
Etenorte	83,0	0,7
ABY Transmisión Sur	59,0	0,5
Cerro Verde	40,0	0,3
Transmisora Nor Peruana	33,9	0,3
Luz del Sur	32,5	0,3
PE Marcona	31,1	0,3
Energía Eólica	28,5	0,2
Coelvisac	28,1	0,2
Aceros Arequipa	24,5	0,2
Minera Antapaccay	23,2	0,2
Pomacocha Power	19,2	0,2
Cerro del Águila	16,6	0,1
Shougang Hierro Perú	9,2	0,1
Electroperú	6,5	0,1
Kallpa	4,9	0,0
Planta Eten	2,5	0,0
Transmisión Guadalupe	2,0	0,0
Minera Santa Luisa	1,5	0,0
<b>Total</b>	<b>12 174,3</b>	<b>100,0</b>

## Cuadro N°3.7

## Participación de las empresas transmisoras en el SEIN-COES en sub-transmisión, 2016

Fuente: Estadísticas Anuales 2016. Comité de Operación Económica del Sistema.

Empresas	Longitud (I) Km	Participación %	Empresas	Longitud (II) Km	Participación %
Hidrandina	1 481,5	11,7	Minera Arasi	57,3	0,5
Red de Energía del Perú	1 227,1	9,7	Catalina Huanca	54,0	0,4
Statkraft	846,8	6,7	Administradora Cerro	53,2	0,4
Electrocentro	701,9	5,6	Yura	52,0	0,4
Electrosureste	644,0	5,1	Egejunín	51,1	0,4
Enel Distribución	542,2	4,3	Unacem (Ex cemento Andino)	50,5	0,4
Electronoroeste	507,0	4,0	Minera Poderosa	49,3	0,4
Electro Oriente	465,2	3,7	Minera Raura	43,0	0,3
Electro Dunas	464,0	3,7	Eléctrica Yanapampa	42,0	0,3
Luz del Sur	450,4	3,6	Minera Atacocha	37,9	0,3
Seal	426,7	3,4	Agroaurora	36,5	0,3
Electropuno	298,0	2,4	Tesur	31,8	0,3
San Gabán	286,5	2,3	Coelvisac	31,4	0,2
Etenorte	269,0	2,1	Minera Quenuales - Iscaycruz	27,6	0,2
Conelsur LT	263,5	2,1	EgeHuanza	26,9	0,2
Conenhua	250,5	2,0	Minera Horizonte	26,1	0,2
Electrosur	188,3	1,5	Volcan	25,3	0,2
Egema	185,2	1,5	Chavimochic	24,8	0,2
Southern	178,5	1,4	Electro Ucayali	23,5	0,2
Proyecto Olmos - Tinajones	152,7	1,2	Ayepsa	21,7	0,2
Electro Norte	152,1	1,2	Río Doble	14,4	0,1
Transmantaro	149,2	1,2	Milpo Andina Perú	13,0	0,1
Engie	134,5	1,1	Enel Piura	12,0	0,1
ISA-Perú	130,5	1,0	Panamericana Solar	11,4	0,1
Egesur	103,8	0,8	Autoridad Autónoma del Tren Eléctrico	10,0	0,1
Egecsac	103,4	0,8	Cerro Verde	9,6	0,1
Sinera	102,4	0,8	Minera Santa Luisa	9,3	0,1
Minera Ares	102,3	0,8	Edecañete	8,5	0,1
Compañía Transmisora Andina	97,9	0,8	Minera Aurífera Retamas	5,5	0,0
Minera Barrick Misquichilca	88,6	0,7	GTS Repartición	5,2	0,0
Adinelsa	84,4	0,7	Iyepsa	5,0	0,0
Minas Buenaventura	84,0	0,7	Minera Antamina	4,8	0,0
Chungar	83,2	0,7	Huanchor	4,3	0,0
Electroperú	76,5	0,6	Minera Casapalca	3,1	0,0
Egasa	75,3	0,6	ATN S.A.	3,1	0,0
Minera Milpo	75,0	0,6	Tacna Solar	1,7	0,0
Santander	67,3	0,5	Pan American Silver Huaron S.A.	1,5	0,0
Minsur	65,3	0,5	Moquegua FV	0,5	0,0
Electronorte	64,0	0,5	Quimpac	0,3	0,0
El Brocal	61,5	0,5	Fundición Minsur	0,2	0,0
<b>Total</b>				<b>12 619,1</b>	<b>100,0</b>

### 3.6 PARTICIPACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS RER EN EL SEIN

La potencia instalada con tecnologías que utilizan los RER en la potencia instalada total del SEIN, presenta una evolución que empezó desde 0,19% en el 2008 y alcanzó una participación del 4,77% en el 2016, como se aprecia en el Cuadro N°3.8.

**Cuadro N°3.8**  
**Participación de las tecnologías RER en la potencia instalada del SEIN, 2008 - 2016**

*Fuente: Estadísticas Anuales 2016. Comité de Operación Económica del Sistema.*

	Potencia Instalada Total COES MW	Potencia total Instalada RER MW	Participación en la potencia Instalada RER %
2008	5 342,81	10,00	0,19
2009	6 000,60	33,00	0,55
2010	6 699,20	76,80	1,15
2011	6 746,32	89,70	1,33
2012	7 620,08	238,25	3,13
2013	8 339,94	262,41	3,15
2014	9 247,71	464,58	5,02
2015	10 150,00	472,78	4,66
2016	12 774,91	609,93	4,77

De acuerdo con los resultados de las subastas con RER, en el Cuadro N°3.9 se observa que los precios promedio de adjudicación presentan una tendencia decreciente y se inclinan a ser competitivos con los de las tecnologías convencionales.

Cabe precisar que los precios máximos de adjudicación en la cuarta subasta fueron: para la biomasa, 77 USD/MWh; para la tecnología eólica, 66 USD/MWh; tecnología solar, 88 USD/MWh; e hidroeléctrica, con 60 USD/MWh.

**Cuadro N°3.9**  
**Precios promedio de los proyectos adjudicados en USD/MWh, 2009 - 2016**

*Fuente: Ministerio de Energía y Minas.*

Tecnología	Primera Subasta (2009)	Segunda Subasta (2011)	Tercera Subasta (2013)	Cuarta Subasta (2016)
Solar	221,1	119,9		48,1
Biomasa residuos urbanos	110,0	100,0		77,0
Eólica	80,4	69,0		37,0
Pequeñas centrales hidroeléctricas	60,0	53,6	56,5	43,8
Biomasa residuos agroindustriales	52,0			



**4**

**ABASTECIMIENTO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA**

## 4. ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Durante el 2016, la expansión de la generación, transmisión y distribución eléctrica continuó la senda trazada en la última década. De esta manera se tiene garantizado el abastecimiento de la demanda eléctrica actual y futura. A nivel del sector eléctrico nacional, el mercado eléctrico que incluye los sistemas interconectados y los sistemas aislados que atienden a usuarios finales, es preponderante en comparación con la autogeneración. La oferta en el mercado eléctrico se incrementó en el 2016 con relación al 2015, mientras que la oferta de autogeneración disminuyó.

En el mercado eléctrico se tienen diversos grupos empresariales internacionales y un grupo asociado al Estado. Los grupos empresariales privados tienen la mayor participación en términos de potencia y energía en comparación con el grupo asociado al Estado. Cuatro empresas generadoras explican el 58,8% de la generación hidroeléctrica e igual número de empresas representan el 82,5% en lo que a generación termoeléctrica corresponde; observándose una mayor concentración en este último tipo generador, evidenciada en el mayor ritmo de crecimiento de la oferta con centrales termoeléctricas frente a la de centrales hidroeléctricas (En la autogeneración, por ejemplo, las primeras son mayoritarias en comparación con las segundas).

La demanda de potencia eléctrica se analiza en términos del sistema eléctrico interconectado (SEIN-COES), por la simultaneidad en su determinación. En el 2016, esta demanda se incrementó en 3,5% en relación al 2015, siendo este crecimiento menor al experimentado en el período 2006 - 2016, que fue 6,1%; sin embargo, durante ese último año, se observa un mayor dinamismo en las nuevas instalaciones de líneas de transmisión en 138 kV, y en niveles de tensión comprendidas entre 69 kV y 30 kV.

A nivel del sector eléctrico nacional, durante el 2016, la generación eléctrica con RER representó el 5,0%, observándose una mayor inclusión de las centrales eléctricas con RER en sus diversos tipos, como las pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa, solares y eólicas.

En cuanto a la distribución eléctrica, las ventas a usuarios finales regulados son mayores a las ventas de usuarios finales libres. El número de usuarios finales atendidos por las empresas de distribución se incrementó en 3,8%, respecto al 2015. Además, durante el 2016, se observa el aumento del margen entre el precio a usuario regulado y el precio a usuario libre. Esta situación ha originado que los usuarios regulados con capacidad para optar por ser usuarios libres, hayan decidido hacerlo.

Con relación a las ventas a usuarios finales en el 2016, estas fueron de 43 367 GWh, explicadas en 52,8% y 47,2%, realizadas por las empresas distribuidoras y empresas generadoras, respectivamente. Así mismo, la facturación a usuarios finales efectuada por las empresas distribuidoras, resulta mayor que de las empresas generadoras (las empresas generadoras incrementaron su facturación en 20,1% mientras que la de las empresas distribuidoras creció sólo 1,8%).

Finalmente, en el 2016, las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de transmisión llegaron al 5,4%, siendo menores a las registradas en el 2015, en que llegaron a 5,5%. En relación a las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución, estas fueron del 8,1%, cifra mayor a la alcanzada en el 2015, que fue de 7,7%.

*Durante el 2016, la expansión de la generación, transmisión y distribución eléctrica continuó la senda trazada en la última década. De esta manera se tiene garantizado el abastecimiento de la demanda eléctrica actual y futura.*

## 4.1 GENERACIÓN

### 4.1.1 INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN

La potencia instalada a nivel nacional incluye el parque de centrales de generación que abastecen a la demanda nacional eléctrica (mercado eléctrico y sistemas aislados) y las que generan energía para uso propio de empresas. Al 2016, dicha potencia instalada alcanzó los 14 518 MW (ver Gráfico N°4.1). De la potencia instalada nacional, 13 044,5 MW (89,9%) se destinaron al servicio de los usuarios del mercado eléctrico y 1 473,2 MW (10,1%) para el uso propio. En el período 2006 - 2016, la potencia instalada nacional creció a una tasa promedio anual de 8,1 %.

Con el reforzamiento y expansión de las redes de transmisión, el mercado eléctrico reemplaza a la generación propia, porque las empresas consumidoras de electricidad optan por conectarse al sistema eléctrico, debido al menor costo de la energía en el proceso productivo. En el 2016, se registró un crecimiento de la potencia instalada para uso propio de 0,2%.

En el período 2006 - 2016 la potencia instalada termoeléctrica, destinada al mercado eléctrico, creció a una tasa promedio anual de 11,8%; mientras que la capacidad hidroeléctrica creció a una tasa promedio de

5,0%. Este crecimiento de la participación de las centrales termoeléctricas se debe al aporte del gas natural de Camisea en la generación eléctrica en la zona de Chilca (Lima). Según el Gráfico N°4.2, en el 2009 las centrales RER tenían 15,6 MW y en el 2016 la potencia instalada llegó a 637,7 MW.

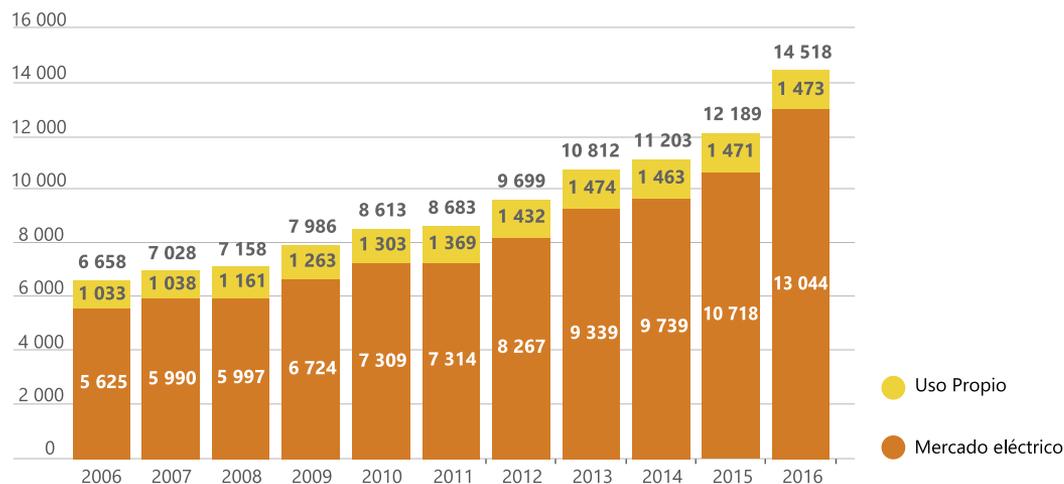
La potencia instalada en base a la biomasa empezó con 23,0 MW en el 2010 y en el 2016 alcanzó los 82,5 MW.

En el 2012, la potencia instalada en centrales solares fue de 80 MW y en el 2016 llegó a los 96,0 MW.

En el 2014, 142,7 MW en centrales eólicas entraron en operación y en el 2016 alcanzó 239,1 MW.

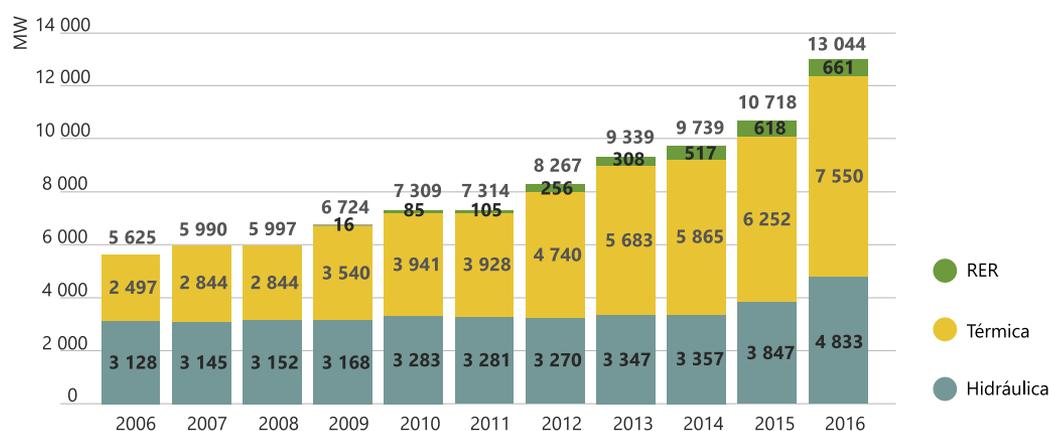
**Gráfico N°4.1**  
Potencia instalada del sector eléctrico nacional por mercado eléctrico y uso propio, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



**Gráfico N° 4.2**  
Potencia instalada del mercado eléctrico nacional por tipo de tecnología, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



En el período 2006 - 2016 la potencia instalada termoeléctrica destinada al Mercado Eléctrico Nacional, que considera la potencia instalada de los generadores que pertenecen al COES y además incluye a los generadores que no pertenecen al COES (interconectados y aislados), creció a una tasa promedio anual de 11,8%; mientras que la capacidad hidroeléctrica creció a una tasa promedio de 5,0%

En el 2016, ingresaron al SEIN aproximadamente 2 540,8 MW de nueva potencia efectiva, en la cual destacan por su dimensión, la entrada en operación de la C.T. Ilo 4 y la C.H. Cerro del Águila. (Ver Cuadro N°4.1).

En el SEIN operan diferentes empresas vinculadas a grupos económicos internacionales y del Estado. Al respecto, Engie tiene el 22,3% de la potencia instalada y 16,9% de la producción de energía eléctrica. IC Power representa el 18,0% de la potencia y el 12,4% de la generación eléctrica. Enel participa con el 15,9% de la potencia y 15,9% de la generación eléctrica. El Estado Peruano tiene una participación de 13,3% en la potencia y 21,1% en la producción de la energía eléctrica. En el Cuadro N°4.2, se muestra la participación de los principales generadores en el SEIN.

**Cuadro N° 4.1**  
Centrales eléctricas que iniciaron operación comercial en el 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Central	Potencia Instalada (MW)
C.T. Chilca 2	112,8
C.T. Ilo 4	610,3
C.H. Chaglla	456,4
C.H. Cerro del Águila	525,0
C.H. Carpapata III	12,8
C.H. Rucuy	20,0
C.H. Chancay	20,0
C.T. Pucallpa	45,6
C.T. Puerto Maldonado	20,1
C.T. Puerto Bravo	616,0
C.E. Tres Hermanas	97,2
C.T. Puerto Callao	4,7
<b>Total</b>	<b>2 540,8</b>

## Cuadro N° 4.2

## Principales empresas por grupo económico en el segmento generación en el SEIN - COES, 2016

Fuente: Memoria Anual 2016 Comité de Operación Económica del Sistema

Grupo Económico	País	Empresa	Potencia (MW)	Producción (GWh)	% de Potencia Total	% de Producción Total
Estado Peruano	Perú	Electroperú	1027,0	6644,10	8,0%	13,7%
		Egasa	310,3	1345,60	2,4%	2,8%
		Egamsa	191,8	1232,90	1,5%	2,6%
		San Gabán	116,7	714,50	0,9%	1,5%
		Egesur	58,6	244,10	0,5%	0,5%
		<b>1704,40</b>	<b>10181,20</b>	<b>13,3%</b>	<b>21,1%</b>	
Enel	Italia	Edegel	1557,4	6147,20	12,2%	12,7%
		Chinango	195,8	941,50	1,5%	1,9%
		Eepsa	277,0	581,30	2,2%	1,2%
		<b>2030,20</b>	<b>7670,0</b>	<b>15,9%</b>	<b>15,9%</b>	
Engie (antes GDF Suez)	Francia	Engie	2847,1	8182,40	22,3%	16,9%
IC Power Holdings Limited	Israel	Kallpa	2301,30	6014,70	18,0%	12,4%
AEI Energy	EEUU	Fenix Power	575,0	3581,80	4,5%	43,7%
EGEHUALLAGA	BRASIL	EGEHUALLAGA	<b>467,80</b>	<b>3581,80</b>	<b>3,7%</b>	<b>7,4%</b>
Orazul Energy (antes Duke Energy)	EEUU	Egenor	357,7	2054,30	2,8%	4,3%
		Termoselva	191,9	368,50	1,5%	0,8%
		<b>549,60</b>	<b>2422,80</b>	<b>4,3%</b>	<b>5,0%</b>	
Statkraft	Noruega	Statkraft	<b>442,4</b>	<b>2079,0</b>	<b>3,5%</b>	<b>4,3%</b>
Otros			<b>1857,10</b>	<b>8194,50</b>	<b>14,5%</b>	<b>17,0%</b>
<b>TOTAL SEIN</b>			<b>12774,9</b>	<b>48 326</b>		

## 4.1.2 OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

### 4.1.2.1 PRODUCCIÓN

En el 2016, la producción de energía eléctrica a nivel nacional llegó a 51 700 GWh. El 95,8% de esta energía atendió la demanda del mercado eléctrico (SEIN y SSAA) y el 4,2% atendió a la autogeneración. En el período 2006 - 2016, la producción de energía eléctrica nacional creció a una tasa promedio anual de 6,6%.

En el caso de la producción destinada al mercado eléctrico 2016, esta ascendió a 49 534GWh; un crecimiento de 8,4% respecto al 2015. En la última década la producción destinada al mercado eléctrico creció a una tasa promedio anual de 6,8%; es decir, experimentó un mayor dinamismo

que la producción para uso propio, porque el mercado eléctrico ofrece un suministro eficiente y de bajo costo.

*En el período 2006 - 2016, la producción de energía eléctrica nacional creció a una tasa promedio anual de 6,6%.*

Ese mismo año, el 49,6% de la generación destinada al mercado eléctrico fue producida por centrales termoeléctricas, principalmente a gas natural, lo que ha permitido sustituir a los derivados del petróleo y el carbón por una tecnología limpia y de mayor eficiencia.

*Ese mismo año, el 49,6% de la generación destinada al mercado eléctrico fue producida por centrales termoeléctricas, principalmente a gas natural, lo que ha permitido sustituir a los derivados del petróleo y el carbón por una tecnología limpia y de mayor eficiencia.*

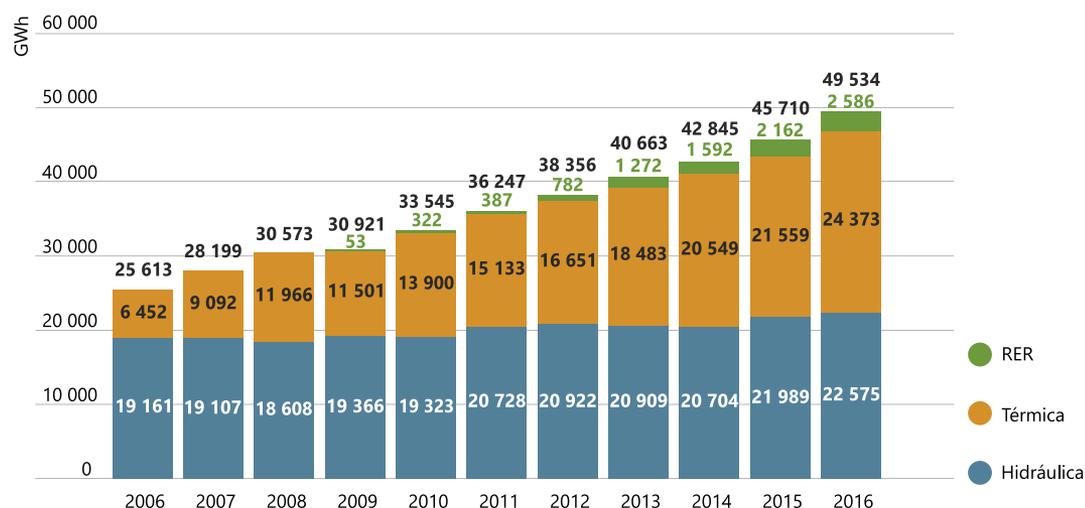
*En el 2016, la producción de energía eléctrica con RER creció en 19,6% respecto al 2015, dinamismo que se explica principalmente por la continuación de la operación comercial de las centrales eólicas destinadas a abastecer al mercado eléctrico.*

En el período 2006 - 2016, la producción térmica creció a una tasa promedio anual de 14,3%, muy superior a la registrada por la de origen hidráulico (de centrales mayores a 20 MW), que creció a 1,7% (ver Gráfico N°4.3). Esta diferencia es explicada por la mayor relevancia obtenida por la generación a gas natural en la última década, debido al suministro del hidrocarburo desde Camisea a la costa central del país.

La producción en base a las fuentes con RER, durante el período 2006 - 2016, creció a una tasa promedio anual de 74,4% entre los años 2009 y 2016. En el 2016, la producción de energía eléctrica con RER creció en 19,6% respecto al 2015, dinamismo que se explica principalmente por la continuidad de la operación comercial de las centrales eólicas destinadas a abastecer al mercado eléctrico.

**Gráfico N°4.3**  
Producción del mercado eléctrico por tipo de tecnología, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



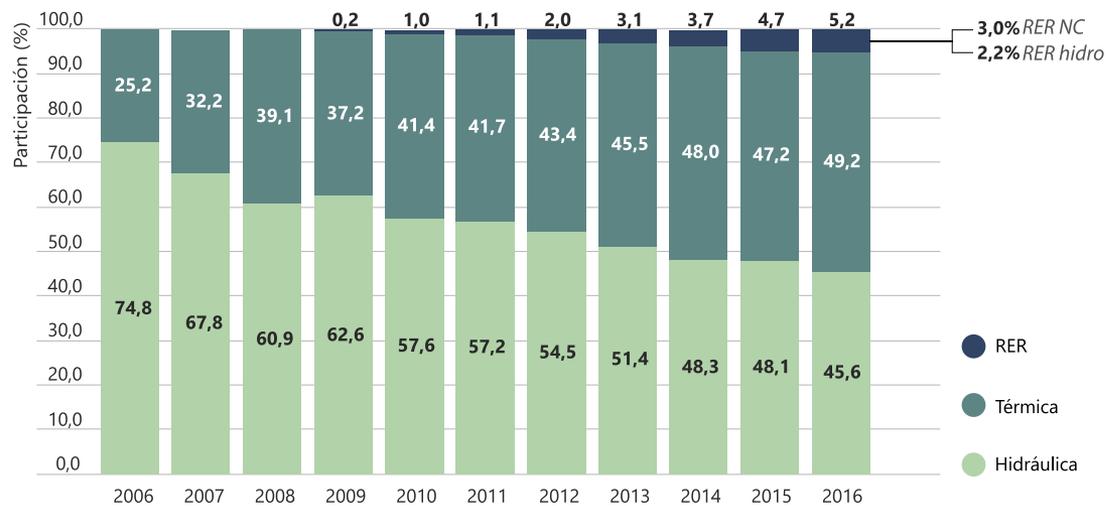
Las centrales eléctricas con RER no convencionales (sin incluir producción hidroeléctrica) produjeron 1508,4 GWh y pasaron a representar el 3% de la producción destinada al mercado eléctrico, en el 2016 (ver Gráfico N°4.4).

que opera el Complejo Hidroeléctrico Mantaro, produjo el 28,9% de la generación hidráulica en el SEIN-COES. Por otro lado, las empresas Edegel, Statkraft Perú, y Egenor produjeron el 12,2%, 9,0% y 8,9% de la generación hidráulica en el SEIN-COES, respectivamente.

En el 2016, las empresas Electroperú, Edegel, Statkraft Perú y Egenor explican el 59,0% de la generación hidráulica en el SEIN (ver Gráfico N° 4.5). Electroperú, la empresa estatal de generación más grande del país y

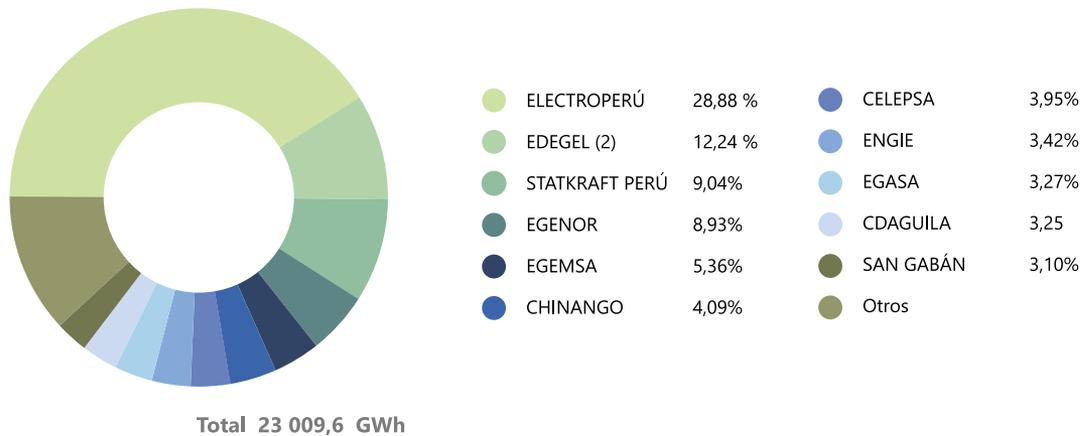
**Gráfico N°4.4**  
Participación por tipo de tecnología en la producción de energía eléctrica del mercado eléctrico, 2000 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



**Gráfico N°4.5**  
Participación de la generación hidráulica por empresa en el SEIN-COES, 2016

Fuente: Estadísticas Anuales 2016. Comité de Operación Económica del Sistema.



En el caso de la generación térmica se puede apreciar una mayor concentración del mercado. Cuatro empresas representaron el 82,8% de la producción termoeléctrica en el SEIN-COES: Enersur (Actualmente Engie), Kallpa, Fenix Power y Edegel (Actualmente Enel Generación Perú), cuya respectiva participación fue del 29,0%, 25,0%, 14,9% y 13,9% (ver Gráfico N°4.6).

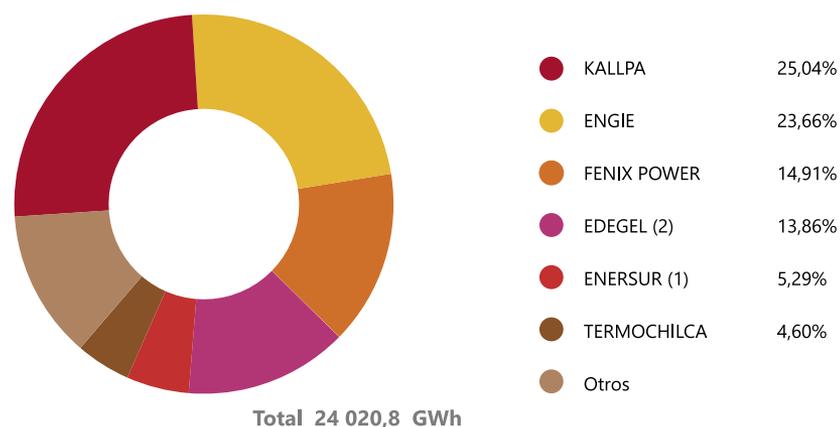
Estas empresas se caracterizan por contar con centrales termoeléctricas con tecnología de ciclo combinado, que aprovecha el gas natural proveniente de Camisea, lo cual les permite mantener niveles de producción relativamente estables durante el año con un impacto positivo en el costo marginal de operación del SEIN-COES.

Finalmente, la producción de unidades de generación destinadas a uso propio ascendió a 2 166 GWh en el 2016 (ver Gráfico N° 4.7), lo cual equivale al 4,2% de la producción eléctrica nacional. La generación térmica representó el 76,0% de la autogeneración, participación muy superior a la registrada en la producción destinada al mercado eléctrico. Esto se debe a que los principales autoprodutores son empresas que cuentan con acceso a gas natural, como Perú LNG, o que se dedican a la industria de los hidrocarburos, cuyas operaciones se ubican en zonas remotas y sin acceso al SEIN, como es el caso de Pluspetrol.



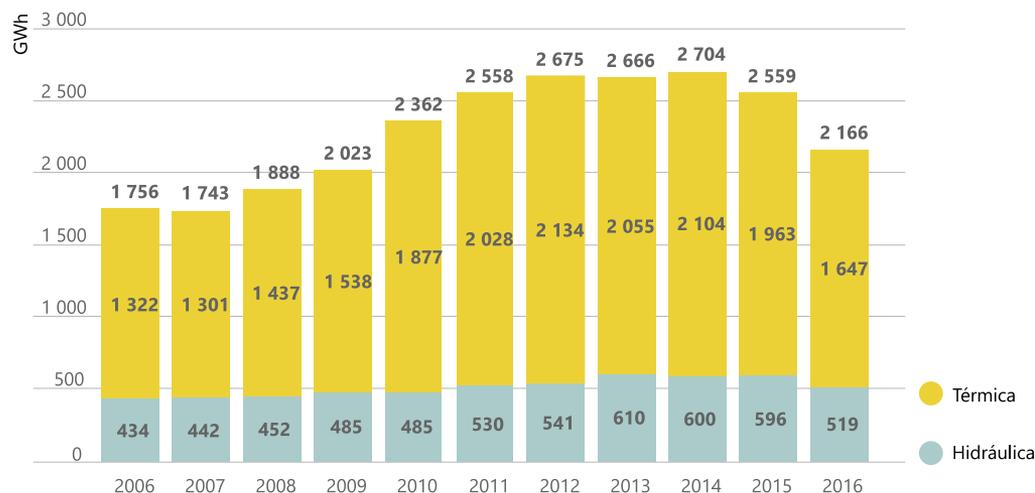
**Gráfico N° 4.6**  
Participación de la generación térmica por empresa en el SEIN-COES en GWh, 2016

Fuente: Estadísticas Anuales 2016. Comité de Operación Económica del Sistema.



**Gráfico N°4.7**  
Producción de las unidades de autogeneración por tecnología, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



#### 4.1.2.2 COBERTURA DE LA MÁXIMA DEMANDA

En el 2016, la máxima demanda del SEIN-COES se registró en el mes de diciembre a las 21:45 horas y fue de 6 492 MW (ver Gráfico N°4.8). Esto equivale a un crecimiento de 3,5% con respecto a la máxima demanda del 2015 y se encuentra por debajo del crecimiento promedio anual del período 2006 - 2016, que fue 6,1%. Lo anterior, se encuentra en línea con el menor crecimiento económico registrado durante el año. Por otro lado,

en la última década, la máxima demanda del SEIN se ha incrementado en promedio 291,2MW anualmente.

En el 2016, la cobertura de la máxima demanda del SEIN-COES fue abastecida principalmente por energía eficiente (agua y gas natural). Además, se muestra un incremento importante en el suministro de potencia en base a los recursos energéticos renovables, en especial las centrales eólicas.

En consecuencia, se evitó el uso de los derivados de petróleo y carbón para cubrir la máxima demanda del SEIN-COES, lo cual significa que el sistema pudo abastecer la demanda con recursos energéticos baratos y limpios en el 2016, lo cual ha tenido un impacto positivo en el costo marginal de la operación y el bienestar de los consumidores.



**Gráfico N°4.8**  
Máxima demanda del SEIN-COES, 2006 - 2016

Fuente: Estadísticas Anuales 2016. Comité de Operación Económica del Sistema.



### 4.1.3 GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES - RER

La inclusión de los Recursos Energéticos Renovables (RER) en la matriz energética del Perú, están plasmados en los Lineamientos de la Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040. Para promover la inserción de los RER en el sistema eléctrico peruano, el Decreto Legislativo N°1002 del año 2008, establece los incentivos para la generación eléctrica utilizando los RER, tales como: prioridad en el despacho diario en el SEIN efectuado por el COES; la generación eléctrica con RER tiene preferencia para conectarse a la red eléctrica, cuando exista capacidad de transmisión y distribución eléctrica; precios de adjudicación garantizados por 20 años, que se obtienen en la subasta; y compra de la energía producida.

*Debemos precisar que la participación de los RER se encuentra por debajo de la meta del 5,00%; sin embargo, hay que resaltar que la participación RER sigue incrementándose a partir de la vigencia del D.L. N°1002, que fomenta la participación de las energías renovables sin contabilizar a las pequeñas centrales hidroeléctricas.*

La normativa utiliza los instrumentos regulatorios como las cuotas y primas para fomentar la utilización de los RER. Un incentivo tributario que reciben

los RER es la exención del impuesto al valor agregado. Las subastas para la inclusión de los RER se deben convocar con una periodicidad no menor a 2 años. El Ministerio de Energía y Minas establece los requerimientos de la energía eléctrica con RER y la elaboración de las bases del concurso, en tanto que Osinergmin es la entidad encargada de llevar a cabo el proceso de la subasta.

A diciembre de 2016 se han llevado a cabo 4 de ellas, adjudicándose 6 031 GW.h, de los cuales 2 651GW.h corresponden a los RER no convencionales (sin incluir las centrales hidroeléctricas menores a 20 MW que se consideran parte de los RER) y 3380GW.h con centrales hidroeléctricas. En términos de potencia adjudicada tenemos 1280 MW en RER de las cuales 707 MW corresponden a RER no convencionales y 573 MW en centrales

**Cuadro N°4.5**  
**Participación de los RER en la producción nacional**  
**de electricidad, 2016**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Fuentes de Generación	Energía (GWh)	Participación (%)
Hidroeléctrica	1 077,2	2,08
Eólica	1 063,8	2,06
Solar	241,0	0,47
Biomasa	203,6	0,39
Total RER	2 585,6	5,00
Total Nacional	51 700,0	100,00

hidroeléctricas. En las subastas se adjudica la energía ofertada a un precio determinado por 20 años. En las subastas se adjudica la energía ofertada a un precio determinado por 20 años.

## 4.2 LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

### 4.2.1 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

En el 2016, a nivel nacional se tienen líneas de transmisión eléctrica en los niveles de tensión de 500 kV; 220 kV; 138 kV; entre 60 a 69 kV; y 30 a 50 kV. Al respecto, en el nivel de 500 kV existen 1 970 km de líneas de transmisión. En el nivel de 220 kV, tenemos 9 568 km de líneas de transmisión. En la subtransmisión tenemos 4 432 km en líneas de 138 kV; 5 230 km en líneas entre 60 a 69 kV y 2 288 km, en líneas entre 30 a 50 kV. (Ver Gráfico N°4.10).

La infraestructura de transmisión y subtransmisión permite conectar los centros de producción de la energía eléctrica con las zonas de demanda. Así mismo, como el sistema eléctrico peruano puede analizarse por zonas como el centro, norte y sur, se requiere de conexiones de transmisión que permitan las transferencias de energía entre las zonas mencionadas.

El Plan de Transmisión elaborado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), ha cumplido un papel relevante en el desarrollo de la infraestructura de transmisión. Este documento es actualizado cada dos años y consiste en un estudio prospectivo para determinar los requerimientos de infraestructura de

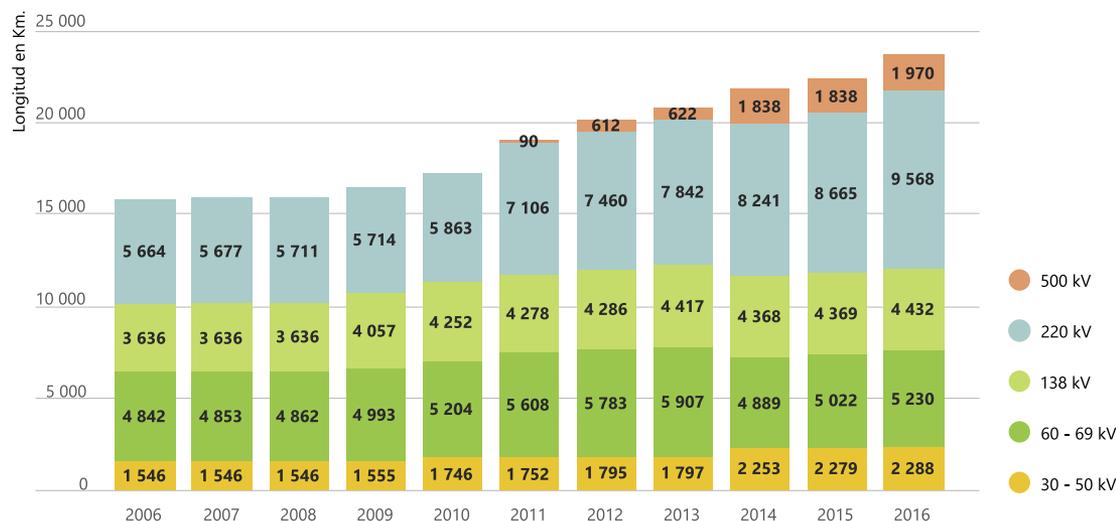
En el 2016, la generación con RER (eólica, pequeñas centrales eléctricas, solar y biomasa) fue de 2 584 GW.h. Esto equivale a un 4,92% de la producción nacional, tal como se aprecia en el Cuadro N° 4.5. Debemos precisar que la participación de los RER se encuentra por debajo de la meta del 5,00%; sin embargo, hay que resaltar que la participación RER sigue incrementándose a partir de la vigencia del D.L. N°1002, que fomenta la partición de las energías renovables sin contabilizar a las pequeñas centrales hidroeléctricas.

transmisión que permitan al sistema operar en condiciones óptimas. Así, identifica los potenciales puntos de congestión y propone proyectos de reforzamiento o construcción de líneas que se incorporarán al Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) del SEIN. El rol del Plan de Transmisión en la planificación del sistema ha sido esencial para permitir la expansión nacional de las redes, anticipándose así a eventos de restricción que afecten negativamente a los consumidores.

En la actividad de transmisión también participan importantes empresas internacionales, siendo el Grupo ISA de Colombia, a través de Red de Energía del Perú, Transmataro e ISA-Perú, el principal participante.

**Gráfico N°4.10**  
Longitud de las líneas de transmisión, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

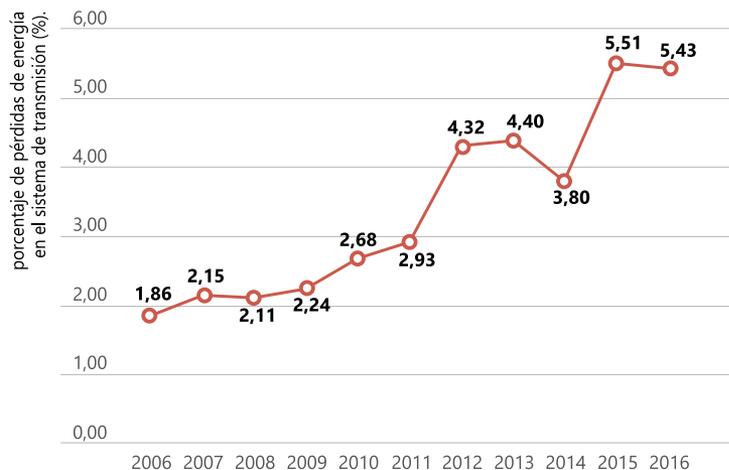


## 4.2.2 OPERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

### 4.2.2.1 PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN

**Gráfico N°4.11**  
Pérdidas de energía eléctrica en el SGT y SPT en porcentaje, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



Debido a la mayor inclusión de líneas para atender las necesidades de transmisión eléctrica por nuevos proyectos alejados de los centros de producción de energía; así como para mejorar la conexión de las áreas del centro con el sur, del centro con el norte y en zonas de la sierra, se tienen mayores pérdidas de energía a nivel de la transmisión. Estas pérdidas, en el año 2006 representaban el 1,86%, incrementándose para el año 2016 a 5,43% (ver Gráfico N°4.11).

Durante el año 2016, se incorporaron al SEIN 1 314,88 km de líneas de transmisión en diferentes niveles de tensión. De estas, los ingresos más importantes fueron las líneas de 500 kV San José - Puerto Bravo (57,81 km), y Montalvo - Ilo 4 (75 km).

## 4.3 LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El número de empresas distribuidoras de electricidad, que durante el 2016 atendían a los usuarios regulados y libres en el SEIN, fue de 23. Dentro de las principales empresas privadas se encuentran Enel distribución (subsidiaria de Enel), Luz del Sur (subsidiaria de Sempra Energy) y Electro Dunas; las dos primeras tienen como área de concesión a Lima y la última, abarca la región sur media del Perú (departamento de Ica y parte de los departamentos de Huancavelica y Ayacucho). El resto del territorio es

cubierto en su mayor parte por las empresas administradas por Fonafe (empresas estatales).

En el 2016, la venta de energía al usuario final a cargo de las empresas distribuidoras fue de 22 886,3 GW.h, de los cuales, 20 865,2 GWh fue a los usuarios regulados y 2 021,1GWh a los usuarios libres.

### 4.3.1 OPERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

#### 4.3.1.1 NÚMERO DE USUARIOS

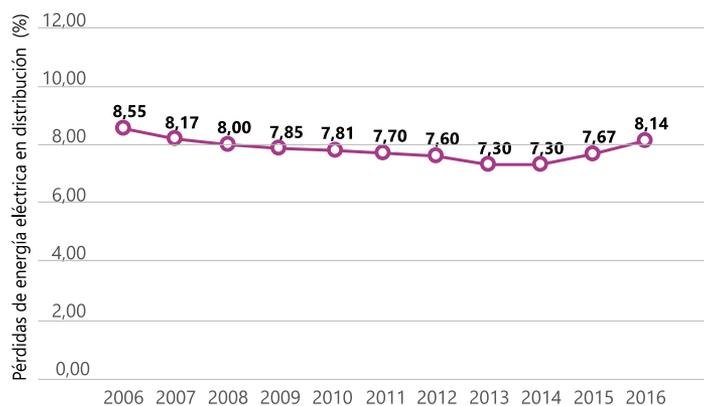
Las empresas de distribución atendieron a 6 936 508 usuarios finales a nivel nacional a diciembre de 2016. Este resultado es explicado principalmente por la incorporación de nuevos usuarios finales a nivel urbano y rural: en el caso urbano por el crecimiento de las ciudades y en el

caso rural por la ejecución del Programa Nacional de Electrificación Rural. El número de usuarios finales atendidos por las empresas distribuidoras se incrementó en 3,81% respecto al 2015.

#### 4.3.1.2 PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

**Gráfico N°4.12**  
Pérdidas de energía en la distribución en porcentaje, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



En el período 2006 - 2016, las pérdidas de energía eléctrica se redujeron de 8,55% a 8,14% en el año 2016. Para mantener esa tendencia de reducción de pérdidas de energía en la distribución, es necesario realizar inversiones para modernizar las redes de distribución, así como el reforzamiento y ampliación de las mismas (ver Gráfico N°4.12).

## 4.4 COMERCIALIZACIÓN Y PRECIOS

### 4.4.1 PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA

El precio para el usuario final, durante el 2016, fue de 10,26 cts. USD/kWh, lo que representó una reducción del 2,17% respecto al precio del 2015 (ver Gráfico N°4.13). En los últimos diez años la tasa de crecimiento del precio al usuario final se incrementó en 35,9%, ya que este pasó de 7,55 cts. USD/kWh en el 2006, a 10,26 cts. USD/kWh en el 2016. Hay que señalar que este incremento se produjo por la inclusión de diversos cargos de seguridad energética y generación con energía renovable en la tarifa de transmisión; sin embargo, desde el 2015 se aprecia una disminución del precio al usuario final, en parte debido a la mayor competencia por el mercado de usuarios libres, que refleja la migración de usuarios regulados a libres en las zonas de concesión de distribución.

*En el 2016, la demanda aumentó menos de lo esperado debido al bajo crecimiento económico del año y el retraso de diversos proyectos mineros; mientras que la oferta siguió expandiéndose de acuerdo al plan de obras del sistema. Así, los costos marginales estuvieron en niveles mínimos, como reflejo de la regulación y el exceso de oferta.*

El precio del mercado de usuarios regulados fue de 14,13 cts. USD/kWh, presentando un incremento de 5,42% respecto al precio del 2015. El precio del mercado a usuarios libres fue de 6,67 cts. USD/kWh, observándose una disminución del precio en 4,55% respecto al 2015.

En el 2016, la demanda aumentó menos de lo esperado debido al bajo crecimiento económico del año y el retraso de diversos proyectos mineros; mientras que la oferta siguió expandiéndose de acuerdo al plan de obras del sistema. Así, los costos marginales estuvieron en niveles mínimos, como reflejo de la regulación y el exceso de oferta. Además, se abrió una ventana de oportunidad beneficiosa para que los usuarios libres mejoraran las condiciones comerciales de sus suministros.

**Gráfico N°4.13**  
Precio por mercado a usuarios libres y regulados, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



Existe una diferencia significativa entre los precios medios de los consumidores finales atendidos por empresas distribuidoras y generadoras (ver Gráfico N°4.14). Los usuarios finales atendidos por generadoras son exclusivamente usuarios libres, mientras que los usuarios finales de las empresas distribuidoras son usuarios libres y regulados.

En el caso de los usuarios libres de las empresas generadoras, en algunos casos se encuentran dentro de las zonas de concesión de las empresas distribuidoras y por tanto deben pagar los cargos de distribución. En otros casos, los usuarios libres se encuentran fuera de la zona de concesión de las distribuidoras y no pagan los cargos de distribución.

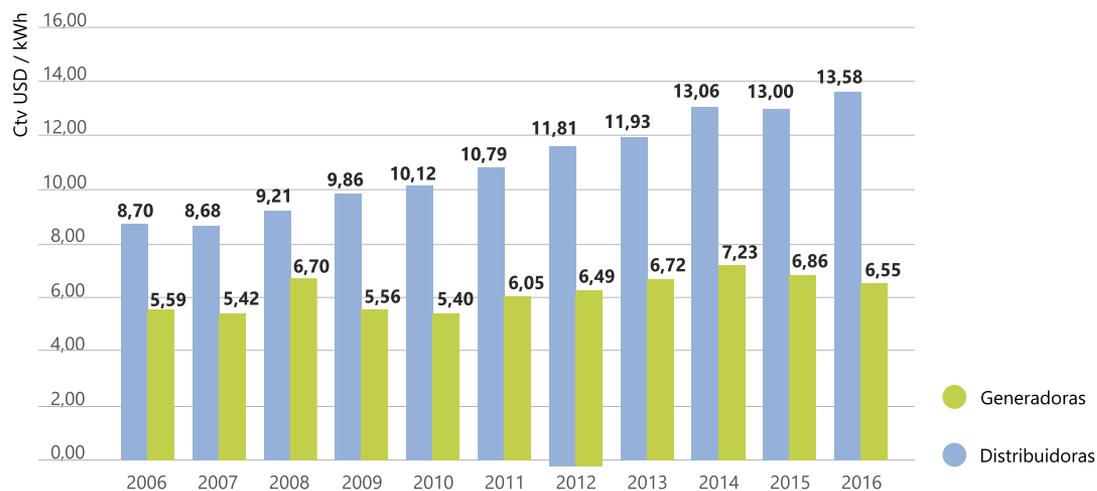
En el caso de usuarios finales de las empresas distribuidoras, al ser principalmente usuarios regulados, cuentan con los precios de energía y potencia ordenados por Osinergmin. También cuentan con precios

basados en los contratos de suministro de largo plazo firmado entre distribuidoras y generadoras, así como los costos marginales esperados del sistema. El precio final incorpora el peaje de distribución, el cual es mayor en las zonas con menor densidad poblacional debido a que los costos medios por usuario son mayores.

Durante el 2016, el precio medio a consumidores finales en el caso de generadoras fue de 6,55 cts. USD/kWh, 4,5% menor al precio de usuario final registrado en el 2015. Por otro lado, el precio a usuario final de las empresas distribuidoras fue de 13,58 cts. USD/kWh.

**Gráfico N°4.14**  
**Precio a usuario final por tipo de suministrador, 2006 - 2016**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



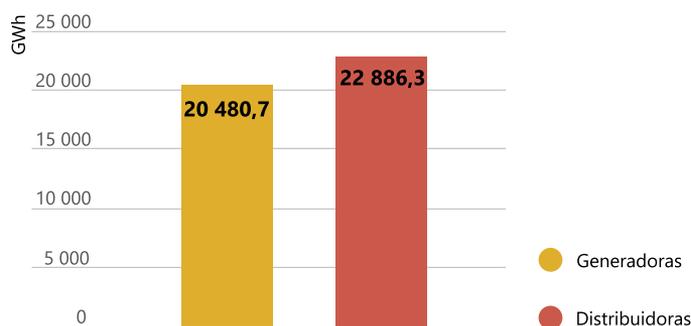
#### 4.4.2 VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS FINALES

Las ventas de energía eléctrica a usuarios finales ascendieron a 43 366,99 GW.h; de los cuales el 47,2% fueron realizadas por generadoras, exclusivamente para clientes libres. Por otro lado, las ventas de las distribuidoras ascendieron a 52,8%.

Las empresas distribuidoras vendieron 22 886,3 GW.h, de los cuales el 91,2% fue destinada a usuarios regulados y el 8,8% restante a usuarios libres. A este último grupo, las empresas generadoras vendieron 20 480,7 GW.h (ver Gráfico N°4.15).

**Gráfico N°4.15**  
Ventas a clientes finales por tipo de suministrador, 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



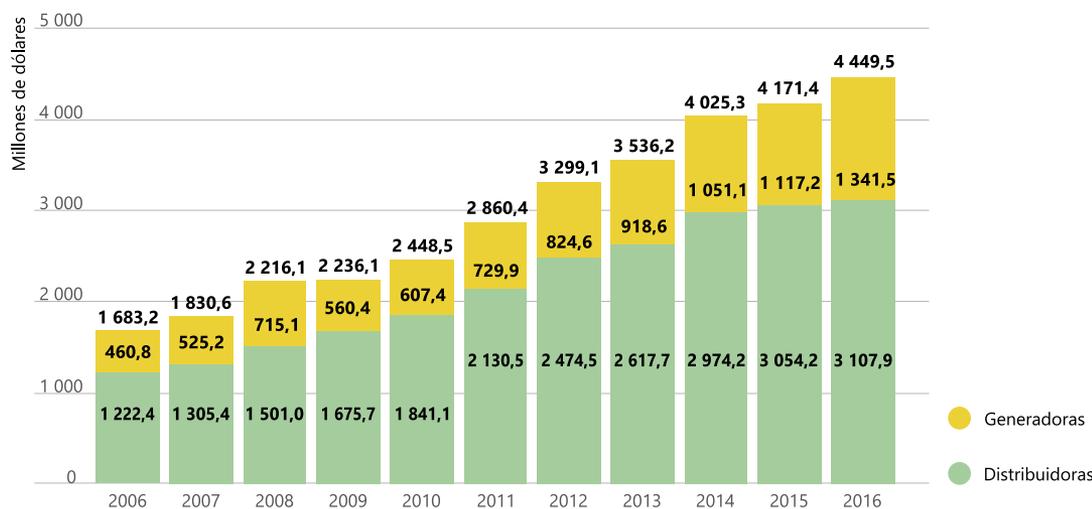
#### 4.4.3 FACTURACIÓN A CLIENTES FINALES

En el 2016, la facturación a clientes finales ascendió a 4 449 MUSD. Se tuvo un crecimiento de 6,7% con respecto a lo registrado en el 2015 (ver Gráfico N°4.16). Cabe señalar que la facturación realizada por las empresas generadoras a usuarios finales se incrementó en 20,1%, mientras que la facturación de las empresas distribuidoras a usuarios finales lo hizo en 1,8%.

La tasa de crecimiento anual en la facturación a usuarios finales, durante el período 2006 - 2016, fue de 9,8% en el caso de las empresas distribuidoras y del 11,3%, en lo que respecta a las empresas de generación.

**Gráfico N°4.16**  
Facturación a clientes finales por tipo de suministrador, 2006 - 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas





**5**

**ANÁLISIS DEL SECTOR  
ELÉCTRICO POR  
REGIONES DEL PERÚ**

## 5. ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO POR REGIONES DEL PERÚ

En esta sección se encuentra el análisis de la información a nivel regional sobre la oferta y demanda del mercado eléctrico, con información estadística del Ministerio de Energía y Minas. La información regional del sector eléctrico muestra que las estadísticas de potencia instalada; producción de energía eléctrica; número de usuarios; y ventas de energía se encuentran concentradas en la región de Lima.

La oferta de generación eléctrica a nivel regional depende de la diversificación de las fuentes primarias de energía que se utilizan en el proceso de generación eléctrica y de las facilidades de conexión al SEIN, para poder transmitir la electricidad desde los centros de generación,

hasta el usuario final. Además, también influyen las facilidades de acceso al sistema de transporte del gas natural, como es el caso del gas proveniente de Camisea.

La demanda eléctrica depende del grado de diversificación productiva de cada región. Por ello, Lima concentra la mayor demanda regional porque es el centro de producción del Perú. Así también concentra la mayor cantidad de usuarios libres y regulados.

### 5.1 INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN

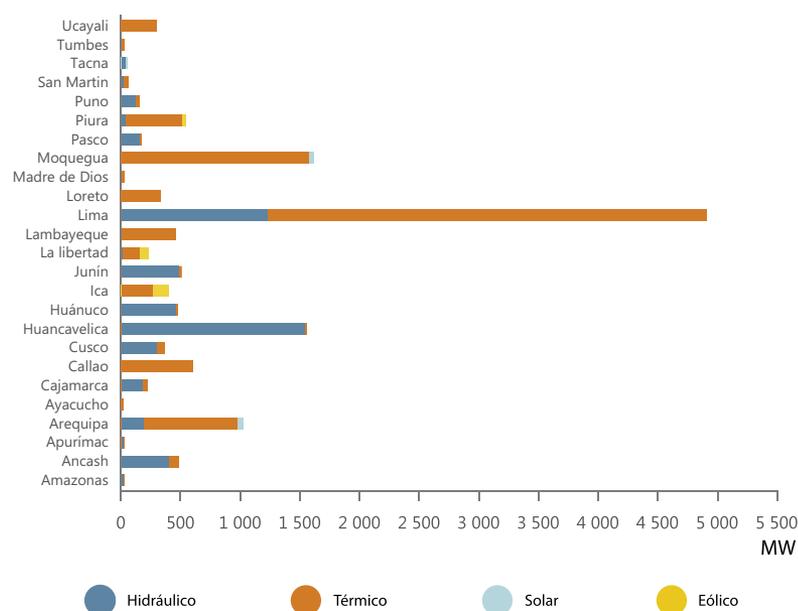
En el Gráfico N°5.1 se observa que la región con mayor oferta energética es Lima. Esto se explica básicamente por la presencia de centrales hidroeléctricas y centrales termoeléctricas con gas natural.

La región Lima cuenta con 4 864 MW, de los cuales 1 209 MW se encuentran en centrales hidroeléctricas que utilizan agua de la vertiente del Pacífico y del Atlántico; así como 3 655 MW en centrales termoeléctricas, básicamente explicadas por las centrales a gas natural localizadas en Chilca -al sur de Lima- que utilizan el gas proveniente de Camisea, ubicada en la región Cusco.

Moquegua es la segunda región con mayor oferta de potencia instalada. La región tiene 1 562 MW en centrales termoeléctricas; 36 MW en centrales solares; y 9,5 MW en centrales hidroeléctricas, con un total de 1 607 MW. En gran medida, la capacidad de potencia instalada en centrales termoeléctricas es explicada por las centrales de Reserva Fría de Ilo, que utiliza el diésel como recurso energético.

**Gráfico N°5.1**  
Potencia instalada por regiones, 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



Huancavelica es la tercera región en términos de potencia instalada, con 1 539 MW en centrales hidroeléctricas y 4,1 MW en centrales termoeléctricas, haciendo un total de 1 543,2 MW.

Adicionalmente a lo expresado antes, tenemos que las regiones que tienen una mayor presencia de centrales termoeléctricas son: Ucayali (Gas Natural), Piura, Loreto, Lambayeque, La Libertad, Ica, Callao y Arequipa.

En cuanto a centrales hidroeléctricas, las regiones con mayor preponderancia son: Puno, Pasco, Huánuco, Cusco, Cajamarca y Ancash.

*La región Lima cuenta con 4 864 MW, de los cuales 1 209 MW se encuentran en centrales hidroeléctricas que utilizan agua de la vertiente del Pacífico y del Atlántico.*

## 5.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Lima, con una producción de 24 207 GWh, fue la región con mayor producción de energía eléctrica en el Perú durante el 2016. La generación de energía se produjo en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas con aportes de 6 100 GWh y 18 107 GWh, respectivamente. En el Gráfico N°5.2, se observa la importancia de la generación termoeléctrica con gas natural de Camisea en la zona de Chilca, perteneciente a la región Lima.

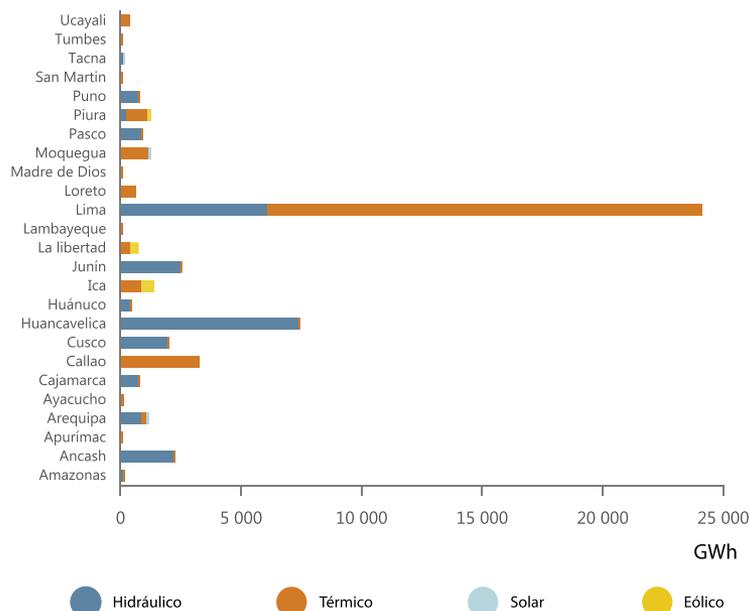
Huancavelica es la segunda región con mayor aporte de generación eléctrica, produciéndose en las centrales hidroeléctricas de esta región, 7 409 GWh; lo cual explica la importancia de las centrales de la cuenca del Mantaro, ubicadas en esta región. Se confirma el despacho óptimo de las centrales hidroeléctricas en el SEIN.

Pese a ser Moquegua la segunda región con mayor capacidad instalada, su aporte en la generación eléctrica es menor; esto debido a que el parque generador es básicamente termoeléctrico, a base de carbón y diesel.

Otras regiones en importancia de generación eléctrica son: Junín, Callao, Ancash y Cusco.

**Gráfico N°5.2**  
Energía generada por regiones, 2016

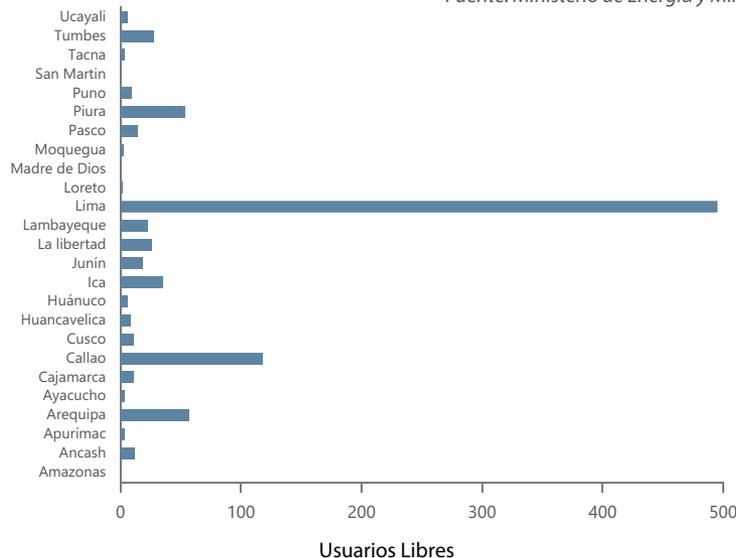
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



### 5.3 NÚMERO DE CLIENTES

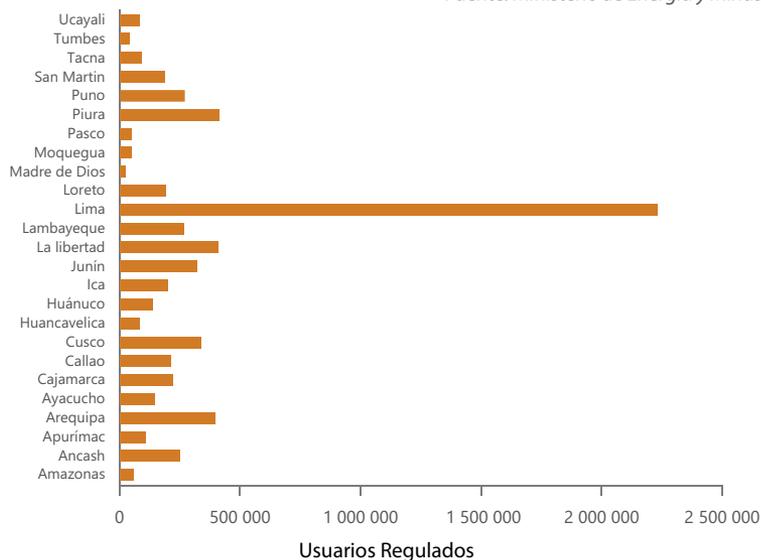
**Gráfico N°5.3**  
Usuarios libres por regiones, 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



**Gráfico N°5.4**  
Usuarios regulados por regiones, 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



La región Lima es la que cuenta con el mayor número de usuarios libres, llegando a los 495 en el 2016. Esto es debido a la gran concentración de empresas de servicio, comercio, manufactura y otros sectores productivos, en la región limeña. En el Gráfico N°5.3 se observan las otras regiones en orden de importancia, en relación al número de usuarios libres.

La región Callao es la segunda con mayor número de usuarios libres (116). Esto se explica en la alta concentración de la producción fabril en su territorio, así como por poseer el primer puerto del país. Otras regiones en importancia de usuarios libres son: Arequipa, Piura, Ica y Tumbes, con 57, 55, 34 y 26 usuarios libres, respectivamente.

Durante el 2016, tal como se observa en el Gráfico N°5.4, Lima fue la región que albergó a la mayor cantidad de usuarios regulados, llegando a contar con 2 230 421 usuarios. Le siguen las regiones de Piura y La Libertad, con 419 437 y 413 718 usuarios regulados, lo que es una muestra de la densidad demográfica de estas regiones costeras.

Así mismo, la región Arequipa tenía 400 516 usuarios, mientras que las regiones de la sierra con mayor cantidad de usuarios regulados fueron Cusco y Junín, con 347 825 y 323 976 usuarios, respectivamente.

## 5.4 VENTAS DE ENERGÍA

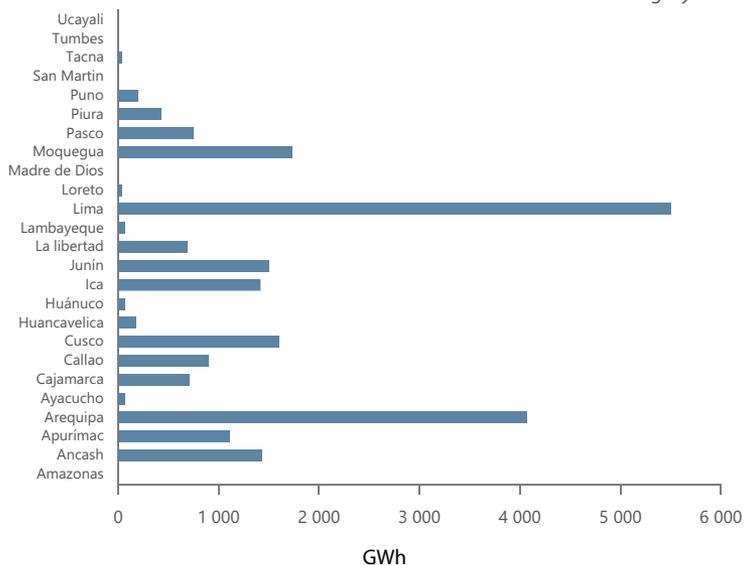
Lima fue la región con mayor cantidad de ventas de energía eléctrica a usuarios libres, con 5 527 GWh durante el 2016. Como hemos visto antes, esto se debe a las empresas de los distintos sectores productivos concentrados en esta región, corroborando una relación directa entre el número de usuarios libres y sus consumos. En segundo lugar se encuentra la región Arequipa, cuya cantidad de ventas de energía a usuarios libres fue de 4 085 GWh.

Otras regiones en importancia de ventas fueron: Moquegua, Cusco, Junín y Ancash, cuyo consumo se debe a las empresas mineras, principalmente. En el caso de Ica, fue la agroexportación la encargada de asegurar un nivel de ventas de energía importante a esta región.

En el Gráfico N°5.5, adicionalmente se observa que hay regiones que tuvieron un nivel de ventas muy pequeño o nulo en este segmento de mercado eléctrico, como: Ucayali, Tumbes, Tacna, San Martín, Loreto, Lambayeque, Huánuco, Ayacucho y Amazonas.

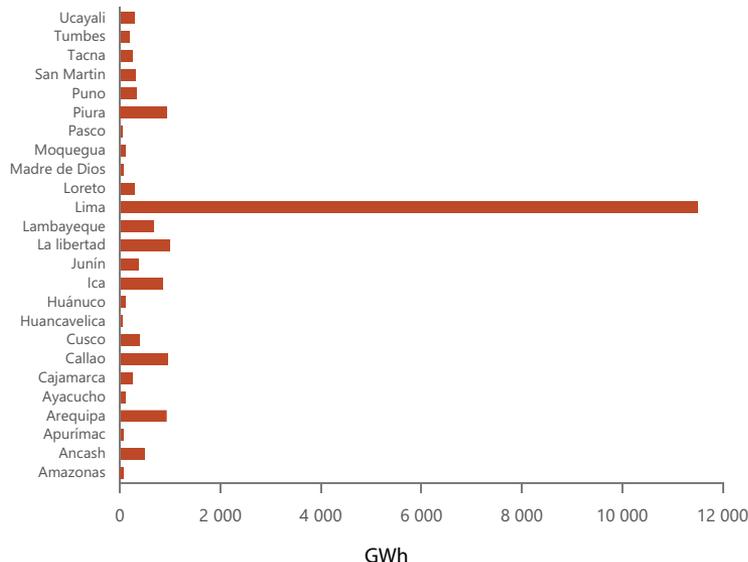
**Gráfico N°5.5**  
Ventas de energía eléctrica a usuarios libres por regiones, 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



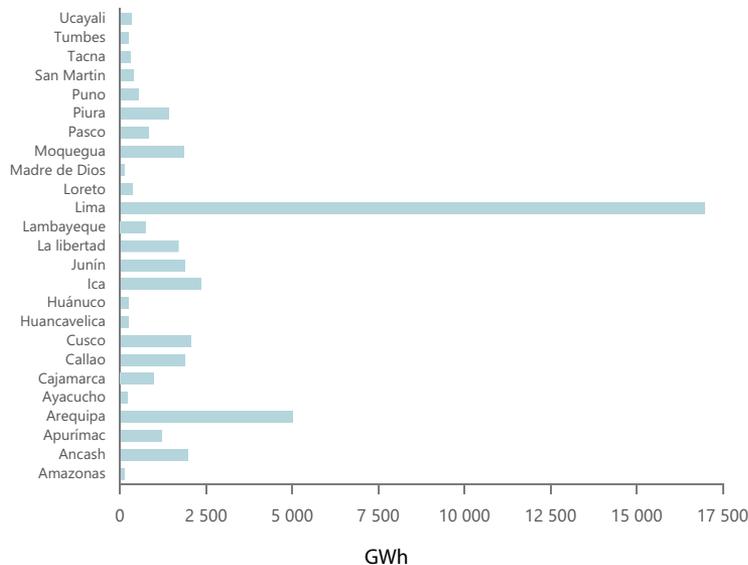
**Gráfico N°5.6**  
Ventas de energía eléctrica a usuarios regulados por regiones, 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



**Gráfico N°5.7**  
Ventas totales de energía por regiones, 2016

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



La venta de energía de las empresas distribuidoras al usuario regulado se concentró en la región Lima con 11 500GWh, tal como se observa en el Gráfico N°5.6. Otras regiones con ventas importantes en este segmento del mercado fueron: La Libertad (999 GWh), Callao (987 GWh), Arequipa (953 GWh) y Piura (942 GWh).

Cabe precisar que las ventas del Callao (987 GWh) son importantes pese a tener menor número de usuarios regulados que otras regiones, lo que evidencia un mayor consumo per cápita, que es fundamental para el negocio de la distribución eléctrica.

En términos de ventas totales de energía, que incluyen los segmentos de usuarios regulados y libres, tenemos que Lima fue nuevamente la región con mayor cantidad de ventas (17 027 GWh), tal como se aprecia en el Gráfico N°5.7.

La segunda región en importancia de ventas fue Arequipa, con 5 039 GWh. Un tercer grupo de regiones con ventas similares fueron las regiones de: Cusco, Ica, Ancash, Junín y Callao, con ventas de 2 014 GWh, 2 299 GWh, 1 942 GWh, 1 875 GWh y 1 873 GWh, respectivamente.

A worker wearing a white hard hat, safety glasses, and a red high-visibility vest is working on a large array of solar panels. The worker is wearing green gloves and is using a tool to work on the panels. The background is a clear blue sky. The image is overlaid with a semi-transparent blue and orange geometric design.

**6**

**POTENCIAL HIDROELÉCTRICO  
Y RECURSOS ENERGÉTICOS  
RENOVABLES**

## 6. POTENCIAL HIDROELÉCTRICO Y RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

El Perú es un país que tiene Recursos Energéticos Renovables (RER) que pueden utilizarse como una fuente energética primaria para la producción de energía. Mediante la utilización de los RER se puede diversificar la matriz energética nacional, especialmente en la generación eléctrica, donde prácticamente se utiliza el recurso hídrico y el gas natural. En nuestro

país se han identificado diversos potenciales de fuentes energéticas renovables, como el potencial hidroeléctrico, eólico, solar, geotérmico y biomasa. En esta sección se presenta el potencial de RER que han sido estudiados en el Perú.

### 6.1 POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

En el Perú se han realizado tres estudios para evaluar el potencial hidroeléctrico. El primero fue el estudio desarrollado por el Consorcio Alemán Lahmeyer – Salzgitter, en 1979. El segundo fue desarrollado el 2011 por Halcrow y el tercer estudio se realizó el 2014 a cargo de US Geological Survey (USGS). Los resultados de dichos estudios se presentan en el Cuadro N°6.1.

**Cuadro N°6.1**  
**Estimación del potencial hidroeléctrico del Perú en MW**

*Fuente: Ministerio de Energía y Minas.*

Vertiente	Estudio Misión Alemana	Estudio Halcrow	Estudio USGS
<i>Potencial teórico</i>			
Pacífico	29 527	28 878	28 717
Atlántico	176 287	139 117	183 543
Titicaca	564	1 168	566
<b>Total</b>	<b>206 378</b>	<b>169 163</b>	<b>212 826</b>
<i>Potencial técnico</i>			
Pacífico		8 575	16 255
Atlántico		57 179	118 822
Titicaca		87	300
<b>Total</b>		<b>65 841</b>	<b>135 377</b>

El estudio de Laymeyer - Salzgitter determinó el potencial teórico y técnico hidroeléctrico en potencia. El potencial teórico se evaluó considerando los recursos naturales, como la disponibilidad del agua y las diferencias de cotas de nivel en el flujo del agua para determinar el potencial, que fue estimado en 206 378 MW. Ese potencial fue posteriormente analizado en términos de las limitaciones técnicas y económicas a través de un análisis de factibilidad, para determinar el potencial técnico factible en 58 937 MW. Este estudio relevó proyectos hidroeléctricos de gran y mediana escala.

El estudio de Halcrow tuvo como premisa de estimación el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de pequeña y mediana escala, es decir, entre 1 a 100 MW. En este estudio se estimó un potencial teórico de 169 163 MW y un potencial técnico de 65 841 MW.

El estudio desarrollado por el USGS, mediante la utilización de información satelital y con las tecnologías actuales de desarrollo de proyectos hidroeléctricos -sin considerar las restricciones económicas o técnicas- determinó un potencial teórico de 212 826 MW. Si se consideran las limitaciones técnico económicas, se estimó un potencial técnico de 135 377 MW.

Como puede observarse del Cuadro N°6.1, el mayor potencial hidroeléctrico se encuentra en la vertiente del Atlántico; sin embargo, en esa vertiente se encuentran las regiones con menor demanda de energía en comparación con la vertiente del Pacífico, donde las regiones concentran la mayor demanda actualmente. De continuarse con la dinámica económica actual, será necesario transportar la energía mediante el transvase de aguas del Atlántico al Pacífico, o a través de líneas de transmisión en 500 kV o un mayor nivel de tensión. Ambas posibilidades presentan ventajas y desventajas que deben ser evaluadas.

Un transvase de aguas del Atlántico al Pacífico puede implicar la utilización del agua para fines de irrigación de la costa desértica, así como para consumo humano, industrial y otros fines en las regiones costeras. Sin embargo, esta posibilidad implica la ejecución de infraestructura hidráulica (como túneles trasandinos) para hacer realidad un proyecto de tal magnitud, con los costos de inversión correspondientes.

La otra opción de transmitir energía eléctrica desde la vertiente del Atlántico, implica que en algunos casos se debe evaluar el impacto ambiental de intervenir en zonas de selva que pueden formar parte de reservas naturales.

Durante el 2016, el Consorcio NIPSA, Hidralia Energía – Hydroeval, estaba actualizando el potencial hidroeléctrico del Perú por encargo del Ministerio de Energía y Minas. Las primeras estimaciones indicaron un potencial hidroeléctrico teórico de 58 866 MW en las cuencas del

Apurímac, Madre de Dios, Purús, Grande, Chili, Tambo y Titicaca. Para esas mismas cuencas otras estimaciones, como las desarrolladas por la Misión Alemana (1979), Halcrow – OIST (2011) y USGS (2014), estimaron 94 002 MW, 94 757 MW y 76 168 MW, respectivamente. El nuevo potencial es más conservador en relación a los otros estudios en sus estimaciones.

*De continuarse con la dinámica económica actual, será necesario transportar la energía mediante el transvase de aguas del Atlántico al Pacífico, o a través de líneas de transmisión en 500 kV o un mayor nivel de tensión. Ambas posibilidades presentan ventajas y desventajas que deben ser evaluadas.*

## 6.2 POTENCIAL EÓLICO

El estudio Atlas Eólico del Perú 2016, desarrollado por el Consorcio Barlovento -Vortex, realizó una evaluación del potencial eólico en el país. En este estudio se estimó un potencial eólico aprovechable de 20 493 MW y un potencial eólico excluido de 7 902 MW; considerando una densidad de potencia mayor a 300 W/m<sup>2</sup> y a 100 m para zonas con altitud menor a 3 500 msnm.

El potencial eólico aprovechable implica que se encuentra fuera de zonas inadecuadas para la construcción de parques eólicos, como zonas arqueológicas, parques nacionales, reservas naturales y protegidas.

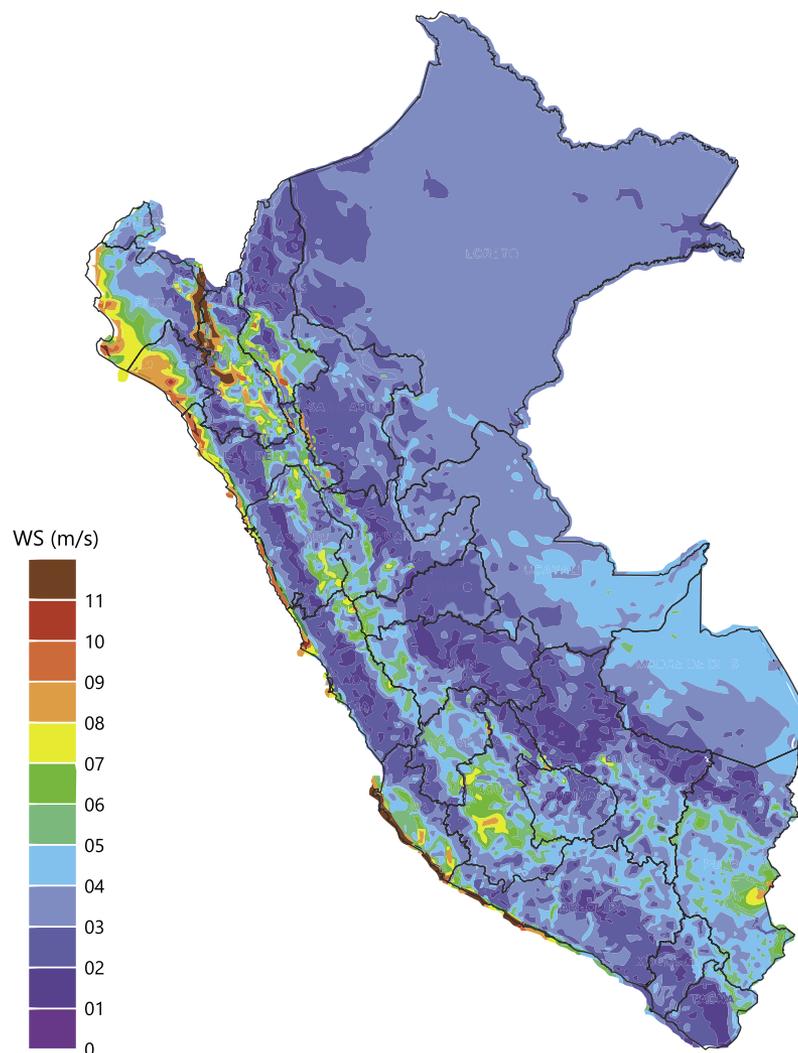
El potencial eólico excluido es aquel potencial que no se puede utilizar, debido a las prohibiciones de instalar parques eólicos por las consideraciones dadas anteriormente.

En el Gráfico N° 6.1 se puede observar que el potencial se concentra en la zona costera del Perú y en algunas regiones de la sierra. Las regiones menos favorecidas con este recurso son las regiones de la selva.



**Gráfico N°6.1:**  
**Mapa del potencial eólico a 100 m en W/m/s**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas



En el Cuadro N°6.2 se aprecia que las regiones con mayor potencial eólico aprovechable son las regiones de Piura, Lambayeque e Ica. Piura tiene un potencial eólico aprovechable de 7 098 MW, seguido de la región Lambayeque con 7 017 MW. Ica es otra de las regiones donde se puede aprovechar el recurso eólico, con 2 280 MW. La región Cajamarca, en la sierra del Perú, tiene un potencial de 891 MW. Actualmente se tienen

236 MW en centrales eólicas en operación y 162 MW en centrales con autorización. En las regiones de Ica, La Libertad, Piura y Cajamarca, se tendrá un potencial utilizado por 398 MW. Ica actualmente tiene en operación 122 MW, seguido de La Libertad, con 83 MW.

**Cuadro N°6.2**  
**Estimación del potencial eólico del Perú en MW, 100 m**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Empresas	Potencial Eólico Aprovechable MW	Potencial Eólico Excluido MW	Potencial Eólico Total MW
Amazonas	129	288	417
Ancash	708	108	816
Apurímac			
Arequipa	1 020	156	1 176
Ayacucho			
Cajamarca	891	282	1 173
Callao			
Cusco			
Huancavelica			
Huánuco			
Ica	2 280	3 015	5 295
Junín			
La Libertad	921	264	1 185
Lambayeque	7 017	2 097	9 114
Lima	429	189	618
Loreto			
Madre de Dios			
Moquegua			
Pasco			
Piura	7 098	1 503	8 601
Puno			
San Martín			
Tacna			
Tumbes			
Ucayali			
<b>Total</b>	<b>20 493</b>	<b>7 902</b>	<b>28 395</b>

**Cuadro N°6.3**  
**Estimación del potencial geotérmico del Perú en MW**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

	Potencia (MW)		
	Campos promisorios	Otros campos	Total
Perú norte		152,0	152,0
Cajamarca - La Libertad		193,0	193,0
Callejón de Huaylas	15,3	221,0	236,3
Churín		125,0	125,0
Central		32,0	32,0
Eje Volcánico Sur	897,0	700,0	1 597,0
Cuzco - Puno	54,1	470,0	524,1
<b>Total</b>	<b>966,4</b>	<b>1 893,0</b>	<b>2 859,4</b>

## 6.3 POTENCIAL SOLAR

El Atlas de Energía Solar del Perú, desarrollado por el SENAMHI en el 2003, estimó el potencial solar para el país. En el análisis anual, se aprecia que en la costa sur se dispone de 6,0 a 6,5 kWh/m<sup>2</sup> y en la costa norte de 5,5 a 6,0 kWh/m<sup>2</sup>.

Otra de las zonas con alto potencial es la sierra con una altitud mayor a los 2 500 msnm. En contraste, se estimó un bajo potencial para la zona de selva, con valores de 4,5 a 5,0 kWh/m<sup>2</sup>.

## 6.4 POTENCIAL GEOTÉRMICO

En el 2012, el West Japan Engineering Consultants realizó el Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Geotérmica, por encargo del Ministerio de Energía y Minas del Perú, con un resultado de 2 860 MW de potencial total, concentrado en la zona sur del país. En el Cuadro N°6.3 se aprecia que la zona con mayores condiciones para el desarrollo de este tipo energía, es el Eje Volcánico Sur, con un potencial de 1 597 MW; seguido por las regiones de Cuzco y Puno, con 524 MW.

En el Gráfico N°6.3 se observa que en las regiones de Huancavelica, Junín, Lima y Ancash, se concentra un potencial apreciable para el desarrollo de energía geotérmica.

Gráfico N°6.2  
Mapa del potencial geotérmico

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.



A photograph of a male worker in profile, wearing a white hard hat with a headlamp and a high-visibility safety vest over a blue shirt. He is sitting at a desk in a control room, looking at a computer monitor. The monitor displays a technical diagram of a power grid or transmission lines. The scene is dimly lit, with the primary light source being the computer screen. The image is overlaid with a large, semi-transparent geometric shape consisting of several overlapping triangles in shades of orange, red, and grey.

**7**

**MERCADO ELÉCTRICO  
EN AMÉRICA LATINA**

## 7. MERCADO ELÉCTRICO EN AMÉRICA LATINA

En este capítulo se realiza un análisis comparativo del sector eléctrico de seis países de América Latina: Perú, Chile, Colombia, México, Brasil y Argentina. Para el análisis se utilizará información estadística de OLADE (2016) y los Ministerios de Energía y Minas de los países considerados.

*El período 2006 - 2015, fue muy importante para el Perú en términos del crecimiento del PBI per cápita y consumo de energía eléctrica per cápita.*

En la mayoría de los países analizados, la estructura de la industria eléctrica contempla las actividades de generación, transmisión y distribución. Sólo en Brasil, Colombia y México se tiene al comercializador operando. La planificación y expansión de la transmisión, se realiza con entidades especiales para dicho propósito y la ejecución de los proyectos de transmisión se desarrolla con mecanismos de mercado.

*En el 2006, el parque de generación hidroeléctrica tenía una mayor presencia, pero esta situación cambió con la diversificación de la matriz energética de generación del país que incluyó al gas natural y los RER.*

Por otro lado, en casi todos los países, los usuarios regulados que se encuentran en un rango de potencia de consumo específico, tienen la opción de elegir en ser considerados usuarios regulados.

Perú tuvo un crecimiento importante de la potencia instalada, generación eléctrica y demanda eléctrica en el período 2006 - 2015. México, Argentina y Chile se caracterizan por tener una presencia notable de generación termoeléctrica, mientras que Brasil y Colombia cuentan con fuente hídrica y destaca la generación hidroeléctrica. Además, la mayoría de ellos aplica incentivos fiscales, financieros y políticas energéticas para la inclusión de los RER en la generación eléctrica. Estos incentivos están alineados con la experiencia internacional.

El período 2006 - 2015, fue muy importante para el Perú en términos del crecimiento del PBI per cápita y consumo de energía eléctrica per cápita.

En el 2006, el parque de generación hidroeléctrica tenía una mayor presencia, pero esta situación cambió con la diversificación de la matriz energética de generación del país que incluyó al gas natural y los RER. Asimismo, el Perú fue uno de los países que presentó los menores precios a usuarios comerciales e industriales en la muestra de los países seleccionados, siendo Argentina el país que tuvo el precio más bajo para usuarios residenciales, comerciales e industriales.



## 7.1 REFORMAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Las principales reformas del sector eléctrico condujeron a una nueva estructura de la industria eléctrica, así como a nuevos roles que deben ser asumidos por las instituciones estatales y privadas a cargo de la normativa, regulación, fiscalización, planificación y coordinación de las

operaciones de los sistemas eléctricos. En las citadas reformas del sector eléctrico también se han considerado los tipos de usuarios finales.

### 7.1.1 ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

En el Cuadro N°7.1 se presenta la estructura del sector eléctrico; la desintegración vertical de la industria en generación, transmisión y distribución; así como la creación e inclusión del segmento de comercialización en Colombia, Brasil y México.

**Cuadro N°7.1**  
Segmentación del Sector Eléctrico de países en América Latina

*Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú. Ministerio de Minas y Energía del Brasil. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Ministerio de Energía de Chile. Secretaría de Energía de Argentina. Secretaría de Energía de México.*

Países / Actividades	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización
Argentina	✓	✓	✓	
Brasil	✓	✓	✓	✓
Chile	✓	✓	✓	
Colombia	✓	✓	✓	✓
México	✓	✓	✓	✓
Perú	✓	✓	✓	



## 7.1.2 PRINCIPALES INSTITUCIONES QUE INTERVIENEN EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En el Cuadro N°7.2 se presentan las principales instituciones que tienen a cargo los roles normativos, regulatorios, de fiscalización, planificación y coordinación del sistema eléctrico.

**Cuadro N°7.2**  
Principales instituciones que intervienen en el Sector Eléctrico en países de América Latina

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú. Ministerio de Minas y Energía del Brasil. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Ministerio de Energía de Chile. Secretaría de Energía de Argentina. Secretaría de Energía de México.

Países / Roles	Normativo	Regulador	Fiscalizador	Coordinador / Operador	Planificador
Argentina	Ministerio de Energía y Minería	Ente Nacional Regulador (ENRE)		Despacho Nacional de Cargas (DNDC) - La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa)	
Brasil	Ministério de Minas e Energia	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)		Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	Empresa de Pesquisa Energética
Chile	Ministerio de Energía	Comisión Nacional de Energía	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)	
Colombia	Ministerio de Minas y Energía (MME)	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)	Centro de Nacional de Despacho (CND)	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)
México	Secretaría de Energía (Sener)	Comisión Reguladora de Energía (CRE)		Centro Nacional de Control de Energía (Cenace)	
Perú	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)		Comité de Operación Económica del Sistema (COES)	

## 7.1.3 TIPOS DE USUARIOS FINALES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En el Cuadro N°7.3 se presentan los tipos de usuarios finales y los rangos de potencia que permiten su calificación como usuarios regulados y no regulados. En Perú, Colombia, Chile y Brasil, se estableció un rango de potencia que les permite optar por ser usuarios regulados o no regulados. En el caso de Colombia, los usuarios que deciden ser libres no tienen acceso al mercado de corto plazo, pero si pueden elegir

al comercializador para pactar precios. En el caso de Brasil, la opción de negociar como cliente libre se ejerce sólo con la compra de generación proveniente de recursos renovables no convencionales.

### Cuadro N°7.3 Tipos de usuarios en el Sector Eléctrico de países en América Latina

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú. Ministerio de Minas y Energía del Brasil. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Ministerio de Energía de Chile. Secretaría de Energía de Argentina. Secretaría de Energía de México.

Países / Tipo de Usuarios	Regulados	No regulados	Opcional
Argentina	Consumo menor a 30 kW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grandes Usuarios Mayores (GUMA) mayor o igual a 1 MW</li> <li>• Menores (GUME) entre 30 kW y 2 MW</li> <li>• Particulares (GUPA) entre 30 kW y 100 kW</li> </ul>	
Brasil	Consumo menor o igual a 0,5 MW	Consumo mayor a 3 MW	Consumo mayor a 0,5 MW (solo con generadores renovables no convencionales)
Chile	Consumo menor o igual a 2 MW	Consumo mayor a 2 MW	Consumo mayor a 0,5 MW
Colombia	Consumo de potencia menor o igual a 0,1 MW o 55 MWh/mes	Consumo de potencia menor a 100 kW o 55 MWh/mes	Consumo más de 55 MWh o demanda máxima de potencia superior a 100 Kw
México	Consumo menor o igual a 3 MW	Consumo mayor a 3 MW	
Perú	Consumo menor a 0,2 MW	Consumo mayor a 2,5 MW	Consumo entre 0,2 MW y 2,5 MW

## 7.1.4 EVOLUCIÓN DEL PBI Y LOS CONSUMOS PER CÁPITA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el Cuadro N°7.4, para el período 2006 - 2015, la tasa promedio de crecimiento anual del PBI per cápita de los países en estudio fue de 2,09%. Perú y Colombia fueron los países con mayor crecimiento, alcanzando tasas de 4,58% y 3,35%, respectivamente.

En cuanto al consumo per cápita de la energía eléctrica para el mismo periodo, la tasa promedio de crecimiento anual fue de 2,20%. En este caso, Perú y Argentina fueron los países con las mayores tasas, de 5,09% y 2,31%, respectivamente.



#### Cuadro N°7.4 Consumo de electricidad per cápita y PBI per cápita en países de América Latina

Fuente: Informe de Estadísticas 2016 con información al 2015. OLADE e Indicadores del Banco Mundial 2016.

	Consumo de Electricidad per cápita (MWh/hab)			PBI per cápita PPP (US\$, 2011)		
	2006	2015	CAGR (%)	2006	2016	CAGR (%)
Argentina	2,45	3,01	2,31	16 592	18 479	1,20
Brasil	2,00	2,39	2,00	12 645	14 024	1,16
Chile	3,07	3,59	1,75	17 891	22 707	2,68
Colombia	1,00	1,22	2,23	9 760	13 124	3,35
México	1,80	2,04	1,40	15 792	16 831	0,71
Perú	0,87	1,36	5,09	8 068	12 072	4,58
<b>Países seleccionados</b>	<b>1,87</b>	<b>2,27</b>	<b>2,20</b>	<b>13 458</b>	<b>16 206</b>	<b>2,09</b>
<b>Países seleccionados sin Perú</b>	<b>2,06</b>	<b>2,45</b>	<b>1,92</b>	<b>14 536</b>	<b>17 033</b>	<b>1,78</b>

PPP: Paridad de poder adquisitivo  
CAGR: Tasa de crecimiento anual compuesto

De acuerdo con el Gráfico N°7.1, se evidencia una mejora en el PBI per cápita y en el consumo de energía eléctrica per cápita, lo cual implica que las economías de los países están mejorando en la última década. Esto contrasta con los países de la Alianza Pacífico formada por Chile, Colombia, Perú y México, que es el bloque con uno de los mejores desempeños de la región Latinoamericana.

*Se evidencia una mejora en el PBI per cápita y en el consumo de energía eléctrica per cápita, lo cual implica que las economías de los países están mejorando en la última década. Esto contrasta con los países de la Alianza Pacífico formada por Chile, Colombia, Perú y México, que es el bloque con uno de los mejores desempeños de la región Latinoamericana.*

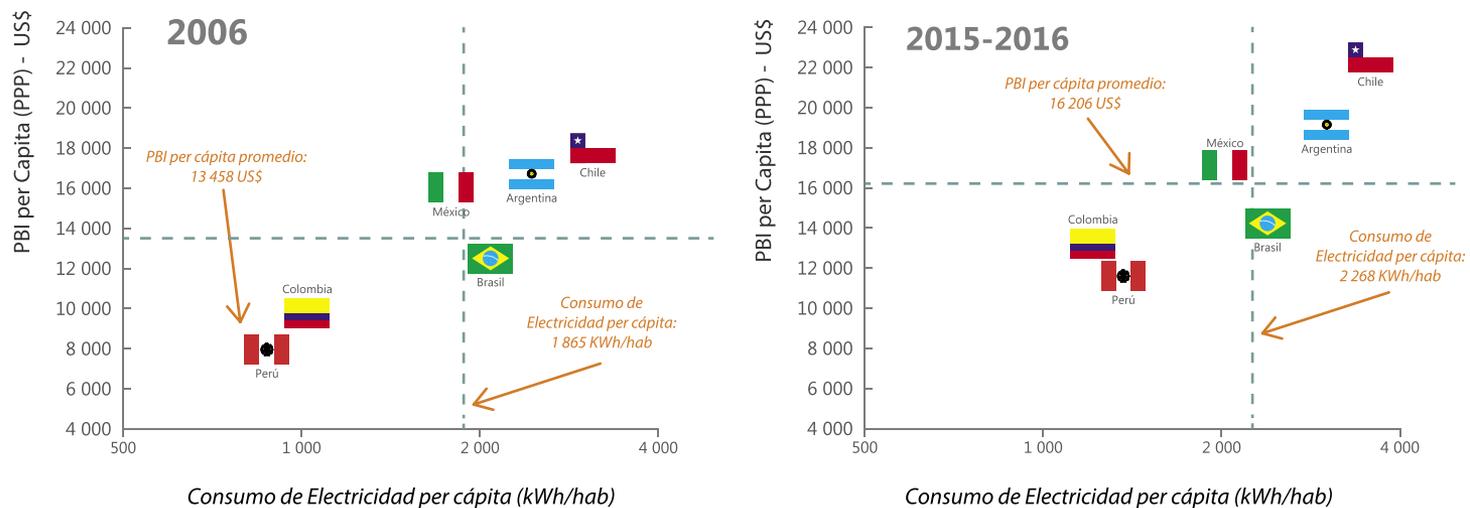
En el 2015, con las consideraciones dadas, se observa que la brecha entre Perú y Colombia se redujo. Perú ha superado en consumo per cápita de energía eléctrica a Colombia, pero aún está rezagado en el PBI per cápita.

En el caso de Brasil, este ha crecido en comparación a México y en relación al consumo per cápita de energía; sin embargo, la brecha del PBI per cápita entre estos dos países ha disminuido. Chile y Argentina son los que presentan los mejores desempeños de PBI per cápita y consumo de energía eléctrica per cápita, tal como se muestra en el Gráfico N°7.1.

**Gráfico N°7.1**

**Consumo de energía per cápita y PBI per cápita PPP en países de América Latina, 2006 - 2015**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú. Ministerio de Minas y Energía del Brasil. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Ministerio de Energía de Chile. Secretaría de Energía de Argentina. Secretaría de Energía de México.



## 7.2 REGULACIONES PRINCIPALES DEL SECTOR ELÉCTRICO AL 2015

De acuerdo al Informe de Estadísticas 2016 con información al 2015 de OLADE, se produjeron las siguientes reformas principales en el sector eléctrico.

### Argentina:

Se creó el Ministerio de Energía y Minería, a cargo de la elaboración, propuesta y ejecución de la política energética y minera. Antes, estas actividades estaban a cargo de la Secretaría de Energía y Secretaría de Minería. Además, se produjo una reforma a la Ley de Energías Renovables.

Dentro de los incentivos podemos mencionar: financiamiento de los proyectos RER mediante un fondo fiduciario; amortización acelerada para el pago de impuestos; devolución anticipada del IVA; exención al pago de la ganancia mínima; exención de tributos específicos; y obligación para los grandes usuarios de energía eléctrica (mayor a 300 kW) de contratar energía de origen RER. Estos cambios se hicieron con la finalidad de que la generación de energía eléctrica con RER, alcance el 20% para el 2025.

### México:

Se aprobó el estatuto que regirá la gestión del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), dependiente de la Secretaría de Energía con personería jurídica y patrimonio propio, que se encarga del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. Para una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico, se aprobaron las bases que regirán

los procedimientos que deberán servir de guía para la conducta de los participantes y las autoridades.

### Chile:

Se modificó la reglamentación para las concesiones de energía con geotermia, a fin de incentivar proyectos de este tipo.

Por otro lado, a través del decreto supremo N°7/2015, se normaron los requisitos para una probable exportación de electricidad desde el SING hacia Argentina, mediante una línea de transmisión de 345 kV. La exportación está supeditada a excedentes de energía.

### Colombia:

Se cambió la forma de cálculo de la potencia firme en las centrales eólicas, para incentivar la oferta mediante esta fuente energética. Así mismo, Colombia dictaminó el Reglamento Técnico de Etiquetado para el uso racional de la energía.

## 7.3 INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

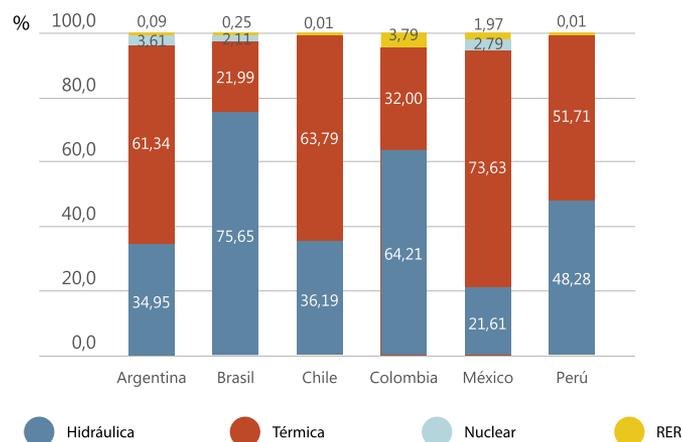
En el 2015, los países cuya data fue analizada sumaron 283 063 MW de potencia instalada; generaron 1 233 085 GWh y tuvieron una demanda de electricidad de 1 269 277 GWh.

Brasil es el país con mayor participación en la oferta (capacidad y generación), seguido por México, Argentina, Chile, Colombia y Perú; este último con una participación de 4% en cada uno de los indicadores totales.

*Respecto a la potencia instalada, México, Argentina y Chile se siguen caracterizando por poseer, en su mayoría, fuentes de generación térmica; mientras que en Brasil y Colombia, debido a la abundancia de fuentes de agua.*

**Gráfico N°7.2**  
Potencia instalada por fuente de generación en países de América Latina, 2006

Fuente: Informe de Estadísticas 2016. OLADE.

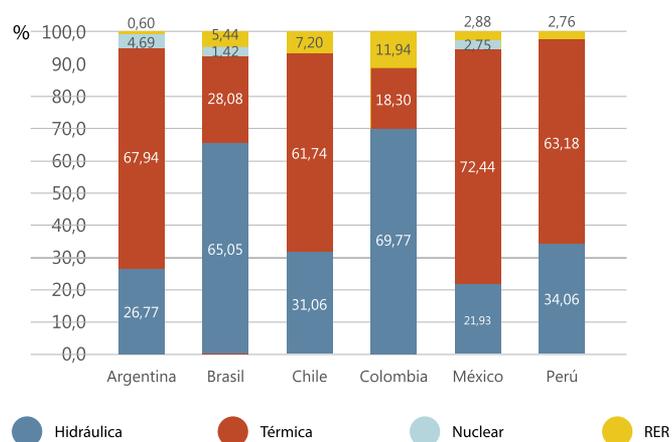


Perú ha cambiado la composición de su matriz energética, que en el año 2006 era hidráulica casi en su totalidad. Para el 2015, se mantiene una participación hidráulica de 34,06%, que es seguida por la de origen térmico, con 63,18%, tal como se observa en el Gráfico N°7.2 y N°7.3. Este cambio se debe a la inclusión del gas natural de Camisea en la matriz de energía de la producción de electricidad.

*Perú ha cambiado la composición de su matriz energética, que en el año 2006 era 48.28% hidráulica. Para el 2015, se mantiene una participación hidráulica de 34,06%, que es seguida por la de origen térmico, con 63,18%.*

**Gráfico N°7.3**  
Potencia instalada por fuente de generación en países de América Latina, 2015

Fuente: Informe de Estadísticas 2016. OLADE.



Respecto a la potencia instalada, México, Argentina y Chile se siguen caracterizando por poseer, en su mayoría, fuentes de generación térmica; mientras que en Brasil y Colombia, debido a la abundancia de fuentes de agua, estas son mayoritariamente hidráulicas, tal como se desprende de los Gráficos N°7.2 y N°7.3.

Entre los años 2006 y 2015, Perú ha tenido tasas de crecimiento del PBI per cápita, superiores a las de los países de la muestra de comparación. En ese sentido, la potencia instalada y la producción de energía eléctrica, han mostrado un incremento significativo para satisfacer la demanda eléctrica en crecimiento y alcanzar su objetivo de seguridad energética. En comparación con los otros países, Perú ha tenido la tasa de crecimiento anual más alta en cada uno de los indicadores; creciendo anualmente 6,95% en potencia instalada, 6,51% en generación eléctrica y 6,50% en demanda eléctrica, tal como se aprecia en el Cuadro N°7.5.

*En comparación con los otros países, Perú ha tenido la tasa de crecimiento anual más alta en cada uno de los indicadores; creciendo anualmente 6,95% en potencia instalada, 6,51% en generación eléctrica y 6,50% en demanda eléctrica.*

**Cuadro N°7.5**  
**Capacidad, generación y demanda de electricidad en países de América Latina**

Fuente: Informe de Estadísticas 2016 con información al 2015. OLADE.

	Potencia instalada (MW)			Generación (GWh)			Generación (GWh)		
	2006	2015	CAGR (%)	2006	2015	CAGR (%)	2006	2015	CAGR (%)
Argentina	28 364	37 593	3,18	113 419	145 422	2,80	115 779	154 383	3,25
Brasil	96 916	140 885	4,24	419 337	581 486	3,70	460 500	615 908	3,28
Chile	13 538	21 060	5,03	55 320	72 175	3,00	57 605	72 175	2,54
Colombia	13 323	16 484	2,39	59 268	75 180	2,68	57 687	74 765	2,92
México	48 769	54 852	1,31	256 386	310 544	2,15	248 756	303 823	2,25
Perú	6 658	12 189	6,95	27 370	48 278	6,51	27 370	48 223	6,50
<b>Países seleccionados</b>	<b>34 595</b>	<b>47 177</b>	<b>3,51</b>	<b>155 183</b>	<b>205 514</b>	<b>3,17</b>	<b>161 283</b>	<b>211 546</b>	<b>3,06</b>
<b>Países seleccionados sin Perú</b>	<b>40 182</b>	<b>54 175</b>	<b>3,38</b>	<b>180 746</b>	<b>236 961</b>	<b>3,05</b>	<b>188 065</b>	<b>244 211</b>	<b>2,95</b>

CAGR: Tasa de crecimiento anual compuesto

## 7.4 IMPULSO A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

De acuerdo con los Gráficos N°7.2 y N°7.3, la potencia instalada de generación eléctrica con RER en los citados países se ha incrementado; no obstante, se mantiene todavía una baja participación en la capacidad total en cada uno de ellos. En el año 2015, sólo Brasil supera el 5,00% de potencia instalada.

*México y Perú son los países que otorgan mayores beneficios en el acceso a las redes eléctricas para la inclusión de los RER.*

El Cuadro N°7.6, muestra los incentivos implementados por estos países, para la introducción de la energía renovable en el sector energético y especialmente en el sector eléctrico. Estas políticas están relacionadas con el establecimiento de cuotas de participación en el consumo de energía y mecanismos para mejorar la competitividad de sus tarifas.

Los países incluidos en nuestro análisis, tienen objetivos de inclusión de las fuentes con RER en la producción de la energía eléctrica. México

y Perú son los países que otorgan mayores beneficios en el acceso a las redes eléctricas para la inclusión de los RER.

Argentina y Colombia tienen los mayores incentivos fiscales para fomentar la utilización de los RER en el sector eléctrico.

El Perú es el país con los mayores instrumentos regulatorios para la inclusión de los RER en el sector eléctrico.

Los países que tienen mayores incentivos del tipo financiero son Argentina, Brasil y México; y aquellos que han optado por las subastas, como una vía para garantizar contratos de venta a largo plazo para las generadoras, son Argentina, Brasil, Chile y Perú.

Actualmente, todos los países de la muestra utilizan la tecnología RER dentro de sus programas de electrificación rural, por su viabilidad en el suministro de energía eléctrica a zonas no conectadas a la red (principalmente la energía eólica y energía solar).

*El Perú es el país con los mayores instrumentos regulatorios para la inclusión de los RER en el sector eléctrico.*

**Cuadro N°7.6**  
**Principales incentivos a las energías renovables en el sector eléctrico, en los países seleccionados en América Latina**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú. Ministerio de Minas y Energía del Brasil. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Ministerio de Energía de Chile. Secretaría de Energía de Argentina. Secretaría de Energía de México.

	Política nacional	Incentivos fiscales	Acceso a red	Instrumentos regulatorios	Finanzas	Otros
	Meta objetivo RER Ley de promoción a la generación RER Programa / ley para solar heating Programa / ley para solar power Programa / ley para energía eólica Programa / ley para energía geotérmica Programa / ley para biomasa Excepción VAT Excepción impuesto al combustible Excepción impuesto al ingreso Beneficio fiscal para importaciones/exportaciones Excepción de impuestos locales Depreciación acelerada Excepción o descuento en la transmisión Prioridad / Transmisión dedicada	Excepción VAT Excepción impuesto al combustible Excepción impuesto al ingreso Beneficio fiscal para importaciones/exportaciones Excepción de impuestos locales Depreciación acelerada Excepción o descuento en la transmisión Prioridad / Transmisión dedicada	Acceso a red Despacho preferencial Subasta Feed-in Tariff Premio Cuota Sistema certificado Cobertura de tipo cambiario Fondo dedicado Fondo elegible Apoyo en la pre-inversión Financiamiento directo	Despacho preferencial Subasta Feed-in Tariff Premio Cuota Sistema certificado Cobertura de tipo cambiario Fondo dedicado Fondo elegible Apoyo en la pre-inversión Financiamiento directo	Concertación de tipo cambiario Fondo dedicado Fondo elegible Apoyo en la pre-inversión Financiamiento directo	RER en programas rurales
<b>Argentina</b>	✓	✓		✓	✓	✓
<b>Brasil</b>	✓			✓	✓	✓
<b>Chile</b>	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>Colombia</b>	✓	✓			✓	✓
<b>México</b>	✓	✓			✓	✓
<b>Perú</b>	✓	✓	✓	✓	✓	✓

## 7.5 TRANSMISIÓN E INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

La planificación y expansión de la transmisión son instrumentos que se utilizan en los países analizados. En la implementación de la ejecución de las obras de expansión, de preferencia se utilizan mecanismos de mercado.

En la mayoría de los países, los sistemas zonales dentro de cada uno de ellos se interconectan con líneas de transmisión y en aquellas zonas donde no se pueden interconectar a la red troncal de transmisión, operan los sistemas

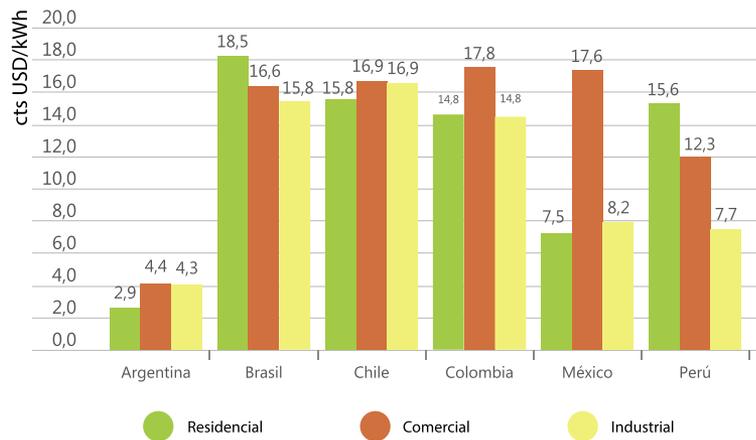
aislados. Chile se encuentra en proceso de conectar entre sí, el Sistema Interconectado Central con el Sistema Interconectado Norte Grande.

En el caso del Perú, existe una interconexión con Ecuador, país al que la energía eléctrica se comercializa a través de la LT 220 kV Zorritos - Machala.

## 7.6 PRECIOS

**Gráfico N°7.4**  
Precios por sectores de consumo de electricidad, 2015

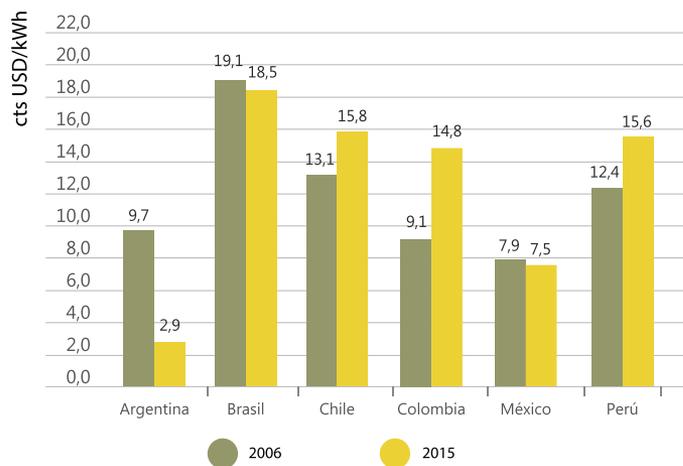
Fuente: Informe de Estadísticas 2016 con información al 2015. OLADE.



En el Gráfico N°7.4, se observa que Brasil, Chile y Perú tuvieron los mayores precios a usuario residencial. Colombia, México, Chile y Brasil fueron los países con los mayores precios a usuario comercial; mientras que Argentina y Perú tuvieron los menores precios a usuario industrial. En resumen, Perú presentó los menores precios a usuarios comerciales e industriales, en la muestra de los países seleccionados.

**Gráfico N°7.5**  
Evolución de los precios en el sector residencial, 2006 - 2015

Fuente: Informe de Estadísticas 2016, con información a 2015. OLADE.

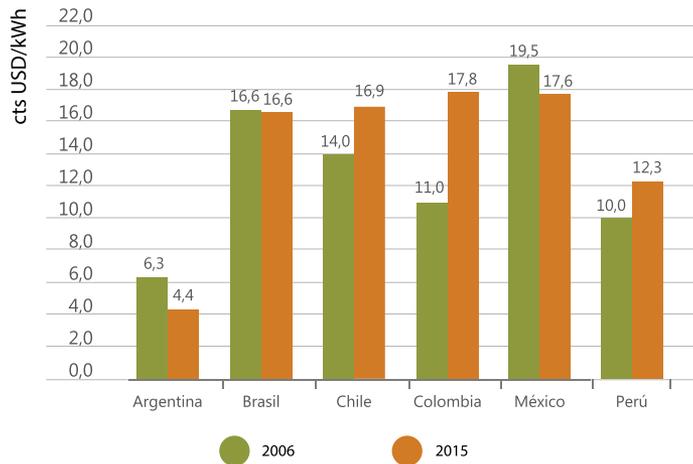


En el Gráfico N°7.5, se observa que en Chile, Colombia y Perú los precios nominales a usuario regulado se han incrementado en el 2015, en comparación con el 2006.

Los países que han reducido el precio a usuario final son Argentina, Brasil y México; no obstante, Brasil es el país con mayor precio a usuario residencial en términos absolutos.

**Gráfico N°7.6**  
Evolución de precios en el sector comercial, 2006 - 2015

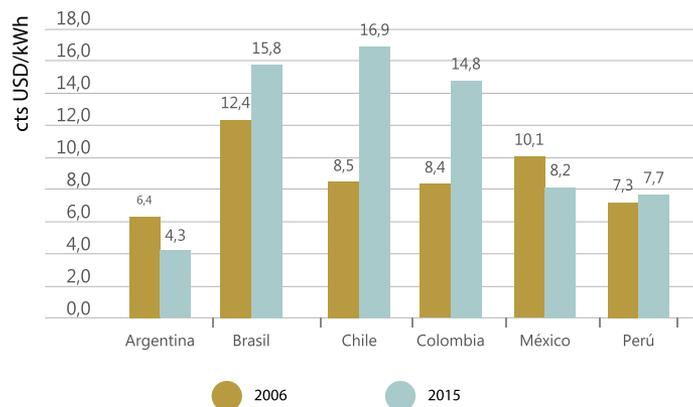
Fuente: Informe de Estadísticas 2016 con información al 2015. OLADE.



En el Gráfico N°7.6 se observa que en Chile, Colombia y Perú se han incrementado los precios a usuario comercial en el 2015, en relación al 2006. Sin embargo, los precios en Perú son de los más bajos en términos absolutos; con excepción de Argentina, que junto con México, presentó una reducción de precios a usuario comercial. Cabe precisar que México es uno de los países con mayor precio a nivel usuario, conjuntamente con Colombia.

**Gráfico N°7.7**  
Evolución de precios en el sector industrial, 2006 - 2015

Fuente: Informe de Estadísticas 2016 con información al 2015. OLADE.



De acuerdo con el Gráfico N°7.7, Brasil, Chile, Colombia y Perú fueron los países donde se incrementaron los precios a usuario industrial en el 2015, en relación con el 2006. Debemos señalar que Perú es uno de los países con los menores precios a usuario industrial, superando únicamente a Argentina.





8

ANEXOS

**Cuadro N°8.1**  
**Indicadores económicos y energéticos internacionales, 2015**

Fuente: Estadísticas de Energía Mundial 2016. Agencia Internacional de la Energía.

Indicador	Países de América y China							
	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Perú	Estados Unidos de América	China
Población (millones)	43,4	207,8	18,0	48,2	121,0	31,4	321,7	1 371,2
PBI (billones 2010 US\$)	455,9	2 330,4	263,1	359,2	1 207,7	186,2	16 597,4	8 909,8
PBI (PPP) (billones 2010 US\$)	706,6	2 959,5	375,6	613,7	1 990,2	358,9	16 597,4	18 049,6
Producción de energía (Mtoe)	73,8	279,4	12,9	124,7	191,8	25,5	2 018,5	2 495,6
Importación neta (Mtoe)	13,6	42,8	24,3	-88,3	-15,1	-1,7	258,1	535,0
TPES (Mtoe)	86,0	298,0	36,1	33,8	187,4	24,6	2 188,3	2 973,3
Consumo de Electricidad (TWh)	134,1	523,0	71,7	59,4	269,8	42,9	4 128,5	5 548,7
Emisiones de CO <sub>2</sub> (Mt de CO <sub>2</sub> )	191,4	450,8	81,6	72,3	442,3	49,1	4 997,5	9 040,7
TPES / población (toe/cápita)	1,98	1,43	2,00	0,70	1,57	0,78	6,80	2,17
TPES / PBI (toe/000 2010 US\$)	0,19	0,13	0,14	0,09	0,16	0,13	0,13	0,33
TPES/PBI (PPP) (toe/000 2010 US\$)	0,12	0,10	0,10	0,06	0,10	0,07	0,13	0,16
Consumo de Electricidad/población (kWh / cápita)	3 088,0	2 516,0	3 972,0	1 231,0	2 230,0	1 366,0	12 833,3	4 047,0
CO <sub>2</sub> /TPES (t CO <sub>2</sub> / toe)	2,23	1,51	2,26	2,14	2,36	2,00	2,28	3,04
CO <sub>2</sub> / población (t CO <sub>2</sub> / cápita)	4,41	2,17	4,52	1,50	3,66	1,57	15,53	6,59
CO <sub>2</sub> /PBI (t CO <sub>2</sub> / 2010 US\$)	0,42	0,19	0,31	0,20	0,37	0,26	0,30	1,01
CO <sub>2</sub> /PBI (PPP) (kg CO <sub>2</sub> / 2010 US\$)	0,27	0,15	0,22	0,12	0,22	0,14	0,30	0,50

**Anexo N° 8.2**  
**Indicadores del subsector eléctrico por regiones**

Fuente: MINEM/DGE - 2016

Región	Población habitantes 1 /	Participación %	Consumo de Energía Eléctrica GW.h	Participación %	Consumo de Energía Eléctrica Percápita kW.h / hab
AMAZONAS	423 898	1,3%	74,95	0,2%	176,81
ANCASH	1 154 639	3,7%	2 025,46	4,4%	1 754,20
APURIMAC	460 868	1,5%	1 179,97	2,6%	2 560,33
AREQUIPA	1 301 298	4,1%	5 085,69	11,2%	3 908,17
AYACUCHO	696 152	2,2%	188,08	0,4%	270,18
CAJAMARCA	1 533 783	4,9%	976,20	2,1%	636,46
CALLAO	1 028 144	3,3%	1 946,15	4,3%	1 892,88
CUSCO	1 324 371	4,2%	2 115,32	4,6%	1 597,22
HUANCAVELICA	498 556	1,6%	237,07	0,5%	475,51
HUÁNUCO	866 631	2,8%	243,01	0,5%	280,41
ICA	794 919	2,5%	2 432,38	5,3%	3 059,91
JUNÍN	1 360 506	4,3%	2 025,85	4,4%	1 489,04
LA LIBERTAD	1 882 405	6,0%	2 018,68	4,4%	1 072,39
LAMBAYEQUE	1 270 794	4,0%	800,14	1,8%	629,64
LIMA	9 985 664	31,7%	17 682,34	38,8%	1 770,77
LORETO	1 049 364	3,3%	572,13	1,3%	545,21
MADRE DE DIOS	140 508	0,4%	77,50	0,2%	551,58
MOQUEGUA	182 333	0,6%	1 888,60	4,1%	10 357,98
PASCO	306 322	1,0%	875,95	1,9%	2 859,59
PIURA	1 858 617	5,9%	1 464,10	3,2%	787,74
PUNO	1 429 098	4,5%	525,35	1,2%	367,61
SAN MARTÍN	851 883	2,7%	320,97	0,7%	376,78
TACNA	346 013	1,1%	273,89	0,6%	791,55
TUMBES	240 590	0,8%	208,53	0,5%	866,74
UCAYALI	501 269	1,6%	294,58	0,6%	587,66
<b>TOTAL</b>	<b>31 488 625</b>	<b>100%</b>	<b>45 532,89</b>	<b>100%</b>	<b>1 446,01</b>

1/ Fuente : Información preliminar del INEI 2016

### Anexo N° 8.3 Principales empresas de generación

Fuente: MINEM/DGE - 2016

N°	Nombre de la empresa	Abreviatura	N°	Nombre de la empresa	Abreviatura
1	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	AIPSA	33	ENEL Generación Perú S.A.A.	ENEL PERU
2	Agropecuaria Aurora S.A.C.	AURORA	34	ENEL Generación Piura S.A.	ENEL PIURA
3	Aguas y Energía Perú S.A.	AYEPSA	35	Energía del Sur S.A.	ENERSUR
4	Asociación Santa Lucia de Chacas	CHACAS	36	Energía Eólica S.A.	ENERGIA EOLICA
5	Bionergía del Chira S.A.	BIOCHIRA	37	ENGIE Energía Perú S.A.	ENGIE PERU
6	Central Hidroeléctrica Langui S.A.	LANGUI	38	Fénix Power Perú S.A.	FÉNIX POWER
7	Cerro del Aguila S.A.	CERRO DEL AGUILA	39	Generadora de Energía del Perú S.A.	GEPSA
8	Chinango S.A.C	CHINANGO	40	GTS Majes S.A.C.	GTS MAJES
9	Cía. Hidroeléctrica San Hilarión S.A.	SAN HILARIÓN	41	GTS Repartición S.A.C.	GTS REPARTICION
10	Compañía Eléctrica El Platanal S.A.	CELEPSA	42	Hidrocañete S.A.	HIDROCAÑETE
11	Compañía Hidroeléctrica Tingo S.A.	TINGO	43	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	HUANCHOR
12	Consortio Eléctrico Villacurí S.A.C.	VILLACURI	44	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	SANTA CRUZ
13	Duke Energy Egenor S en C por A.	EGENOR	45	Infraestructura y Energía del Perú S.A.C. <sup>(1)</sup>	INFRAESTRUCTURA
15	Edegel S.A.A.	EDEGEL	46	Kallpa Generación S.A.	KALLPA
16	Edelnor S.A.A.	EDELNOR	47	Luz del Sur S.A.	LUZ DEL SUR
17	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	STA. ROSA	48	Maja Energía S.A.C.	MAJA
18	Eléctrica Yanapampa S.A.C.	YANAPAMPA	49	Moquegua FV S.A.C.	MOQUEGUA SOLAR
19	Electroperú S. A.	ELP	50	Panamericana Solar S.A.C.	PANAMERICANA SOLAR
20	Emp. de Generación Eléctrica de Arequipa S. A.	EGASA	51	Parque Eólico Marcona S.R.L.	PE-MARCONA
21	Emp. de Generación Eléctrica del Sur S. A.	EGESUR	52	Parque Eolico Tres Hermanas S.A.C.	TRES HERMANAS
22	Emp. de Generación Eléctrica Machu Picchu S. A.	EGEMSA	53	Petramas S.A.C.	PETRAMAS
23	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	ENERGIA LIMPIA	54	Planta de Reserva Fría de Generación Éten S.A.	RESERVA FRIA ETEN
24	Empresa de Generación Eléctrica Canchayllo S.A.C.	CANCHAYLLO	55	Proyecto Especial Chavimochic	CHAVIMOCHIC
25	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	EGEJUNÍN	56	Samay I S.A. <sup>(2)</sup>	SAMAY
26	Empresa de Generación Eléctrica Rio Baños S.A.C.	RIO BAÑOS	57	SDE Piura S.A.C.	SDE PIURA
27	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	SAN GABÁN	58	SDF Energía S.A.C.	SDF ENERGÍA
28	Empresa de Generación Huallaga S.A.	EGEHUALLAGA	59	Shougang Generación Eléctrica S.A.	SHOUGANG
29	Empresa de Generación Huanza S.A.	EMGEHUANZA	60	Sindicato Energético S.A.	SINERSA
30	Electricidad Pangoa S.A.	EGEPSA	61	Statkraft Perú S.A.	STATKRAFT
31	Empresa Eléctrica Rio Doble S.A.	RIO DOBLE	62	Tacna Solar S.A.C.	TACNA SOLAR
32	ENEL Distribución Perú S.A.A.	ENEL DISTRIBUCION	63	Termochilca S.A.	TERMOCHILCA
			64	Termoselva S.R.L.	TERMOSELVA



# 9

## REFERENCIAS

## 9. REFERENCIAS

**ANEEL** Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil

**AIE (2016)** Estadística de la energía mundial. Agencia Internacional de la Energía.

**BCRP (2016)** Estadísticas del Perú. Banco Central de Reserva del Perú.

**BM (2016)** Indicadores de desarrollo mundial. Banco Mundial.

**BVL (2016)** Boletín diario al 30 de diciembre de 2016. Bolsa de Valores de Lima.

**COES (2016)** Estadísticas anuales 2016. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

**FMI (2016)** Perspectiva de la economía mundial, versión abril 2017. Fondo Monetario Internacional.

**INEI (2016)** Tasa de crecimiento anual de la producción eléctrica 2006 - 2016. Instituto Nacional de Estadística e Informática.

**MEM (2015)** Balance nacional de energía Perú 2015. Ministerio de Energía y Minas del Perú

**MEM (2016)** Estadísticas del sector eléctrico. Ministerio de Energía y Minas del Perú. Ministerio de Minas y Energía (2013).

**PME (2016)** Boletín estadístico de Minas y Energía 2000 - 2013. Unidad de planeación minero energética. Colombia.

**Ministerio de Minas y Energía (2014)** Brasil.

**OLADE (2016)** Informe de estadísticas 2016. Organización Latinoamericana de Energía.

**Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS)** Brasil.

**OSINERGMIN (2016)** Informe económico financiero del sector eléctrico, al cuarto trimestre de 2016. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

**OSINERGMIN (2016)** La industria de la electricidad en el Perú. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.



