



Tarifas Eléctricas en el Perú



Las Tarifas Eléctricas (1 de 2)

- Osinergmin, según ley, **revisa y calcula periódicamente** las tarifas de electricidad.
- El cálculo tarifario considera:
 - ✓ Las tarifas de generación, determinadas en los **contratos privados entre Generadores y Distribuidores (subastas)**, y de los contratos producto de licitaciones realizadas por ProInversión.
 - ✓ Las tarifas de transmisión determinadas en los **contratos de concesión de largo plazo suscritos por el Estado Peruano**.
 - ✓ Las tarifas de distribución, basadas en una regulación de costos con **criterios de eficiencia** (fijadas cada cuatro años).
- De acuerdo con el marco jurídico del sector, se **reajustan periódicamente** de acuerdo a fórmulas establecidas en los respectivos contratos en función a la **variación de los indicadores macroeconómicos**, precios de los combustibles y otros parámetros.
- Pudiendo originarse reducciones, incrementos o mantenerse la tarifa del mes anterior.
- **Las tarifas financian las inversiones comprometidas** y sus costos de OyM.



Las Tarifas Eléctricas (2 de 2)

FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

- La **actualización de los contratos** resultantes de las licitaciones en generación y de los contratos de concesión de transmisión.
- La **incorporación de nuevos contratos** de infraestructura (reserva de generación, energías renovables y nuevas líneas de transmisión) suscritas por el concedente.
- **Parámetros macroeconómicos** reconocidos en la ley y en los contratos: tipo de cambio, Índice de Precios al Por Mayor, precio del cobre y del aluminio).
- **Precio de los combustibles:** Diésel 2, residual 6, carbón bituminoso y gas natural.
- Otros parámetros.



Formación de Tarifas Eléctricas en el Perú

Generación (52%)



Precios de
Generación
Energía y Potencia

+

Transmisión (21%)



Peaje de Transmisión
Principal y Garantizada

+

(*)

Peaje de Transmisión
Secundaria y
Complementaria

+

Distribución (27%)



VAD en Media
Tensión

+

VAD en Baja
Tensión

+

Cargos Fijos

Pliegos
Tarifarios

Tarifas a Usuario Final
en Baja Tensión

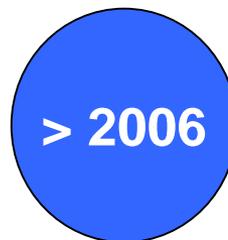
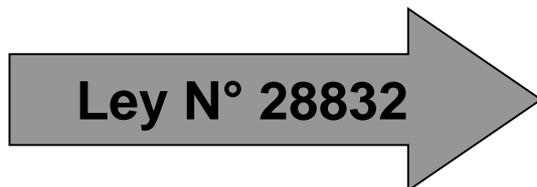
(*) Incluye Cargos Adicionales



PRECIOS DE GENERACIÓN

La Reforma del Año 2006

Mediante Ley N° 28447 (30.12.2004) se creó una Comisión integrada por representantes del MINEM y de Osinergmin para **proponer un proyecto de ley** destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el Perú.



REGULACIÓN TARIFAS EN GENERACIÓN

- *Tarifas administrativas*
- *Intervención del Regulador*
- *Barreras a las decisiones de inversión por volatilidad de precios*
- *Exposición a riesgos de racionamiento por falta de energía*

COMPETENCIA POR EL MERCADO

- *Solución de mercado*
- *Promover competencia*
- *Asegurar suficiencia de generación*
- *Mitigación de riesgos a través de precios firmes*
- *Desarrollo de nuevas inversiones*



Determinación de los Precios de Generación

Los Usuarios Regulados pagan un Precio a Nivel Generación, el cual es igual al promedio ponderado de los:

- A. Precios de contratos producto de licitaciones supervisadas por Osinergmin, realizados de conformidad con la Ley N° 28832.
- B. Precios de contratos producto de licitaciones realizadas por ProInversión.
- C. Precios de contratos bilateralmente pactados a Tarifas en Barra.

Tipos de Licitación

De conformidad con la Ley N° 28832, los Distribuidores efectúan licitaciones para atender la demanda de los Usuarios Regulados en las que:

- Se establecen contratos con precios firmes.
- La supervisión está a cargo de Osinergmin: Aprobación de Bases, modelos de contrato, etc., según alcances de la Ley.
- El Precio Máximo es establecido por Osinergmin.
- La Oferta es por la componente de energía.

Tipo	Plazo Contractual	Cantidad a Contratar	Convocatoria	Objetivo
Largo Plazo	Entre 5 y 20 años	Hasta 100%	Anticipada de al menos 3 años	Asegurar oferta para la demanda regulada
	Hasta 5 años	Hasta 25%		



Fórmulas de Actualización

- **Licitaciones realizadas de conformidad con la Ley N° 28832.-** Los contratos establecen las fórmulas de actualización de los precios de potencia y de la energía.

Potencia

$$\text{Precio}_{pot} = \text{Precio}_{pb} * \text{Factor}_p * \text{Fnodal}_p$$

$$\text{Factor}_p = a \frac{TC}{TC_0} \frac{IPP}{IPP_0} + b \frac{IPM}{IPM_0}$$

Ponderadores	
a	78%
b	22%

Energía

$$\text{Precio}_{energía} = \text{Precio}_{eb} * \text{Factor}_e * \text{Fnodal}_e$$

$$\text{Factor}_e = d * \frac{TC}{TC_0} \frac{IPP}{IPP_0} + e * \frac{PD2}{PD2_0} + f * \frac{PR6}{PR6_0} + g * \frac{PGN}{PGN_0} + cb * \frac{PCB}{PCB_0}$$

Ponderadores	
d	11%
e	3%
f	4%
g	81%
cb	1%

- **Licitaciones realizadas por ProInversión.-** En el contrato se establecen los pesos en la fórmula de actualización, iguales para la potencia y energía.

$$\text{Precio}_{ajustado} = \text{Precio}_{base} * \text{Factor}$$

$$\text{Factor} = a \frac{IPP}{IPP_0} + b \frac{IPM}{IPM_0} \frac{TC_0}{TC}$$

Ponderadores	
a	78%
b	22%



Resultados Procesos de Licitación

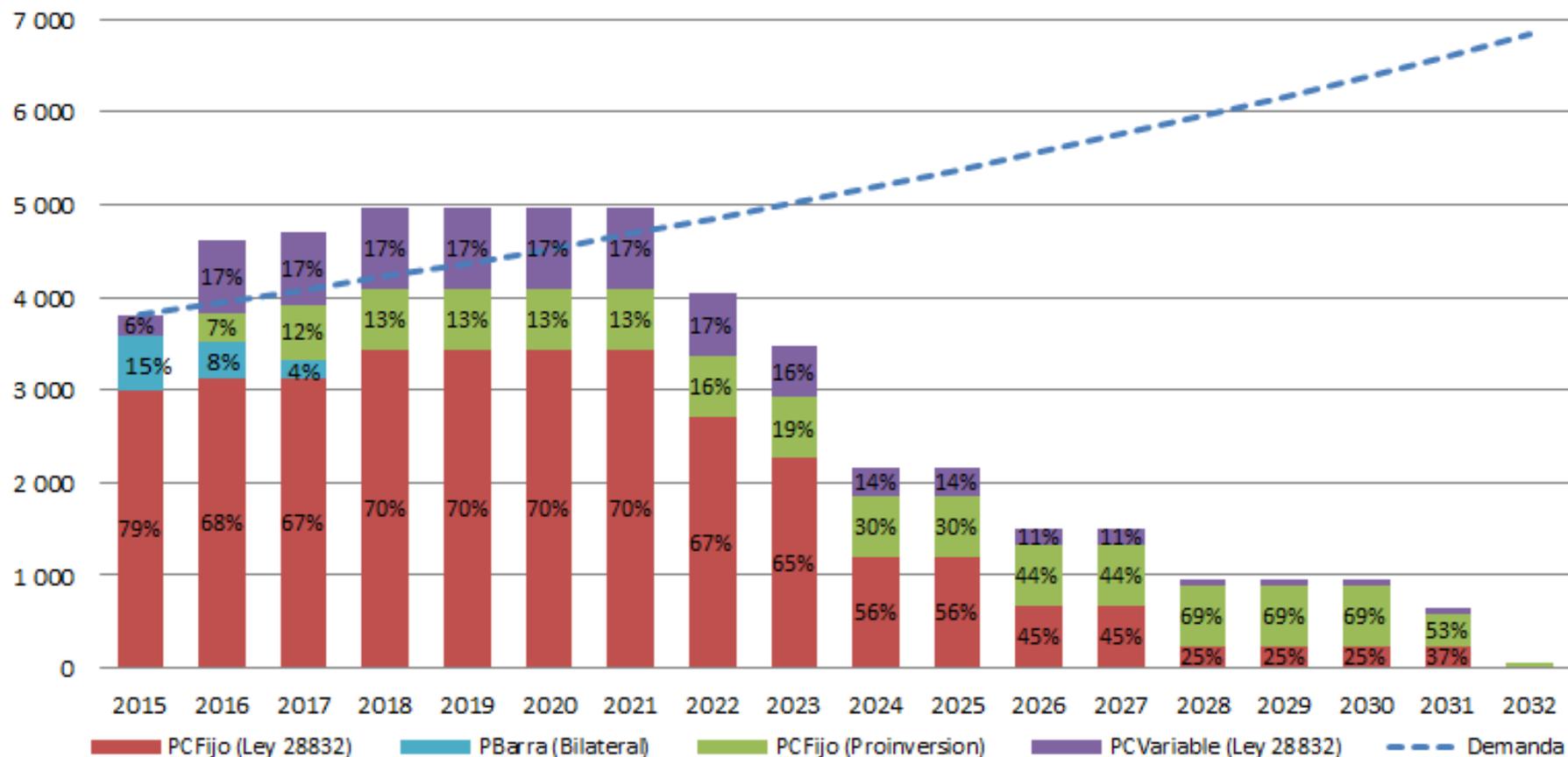
Año	Licitación	Potencia Requerida (MW)			Precio Medio Energía (US\$/MWh)
		Fija	Variable	Total	
2009	ED-01-2009 LP: 2014-2021	1 011	202	1 213	40,0
	ED-02-2009-LP : 2014-2023	552	110	662	
	ED-03-2009-LP : 2014-2025	542	108	650	
	DISTRILUZ: 2013-2022	465	93	558	
2010	LDS-01-2010-LP: 2014-2023	558	112	670	42,0
2011	LDS-01-2011-LP: 2018-2027	323	65	388	
2012	EDN-01-2012-LP: 2016-2027	134	27	161	
2015	EDN-01-2015-LP: 2022-2031	240	60	300	32,7
	SubTotal	3 825	777	4 602	
2009*	C.H. CHEVES: 2014-2029	109	0	109	47,5
2011*	CC. HIDROELÉCTRICAS: 2016-2031	544	0	504	48,2
	Total	4 478	777	5 255	

(*) Licitaciones llevadas a cabo por ProInversión



Cobertura de la demanda

Evolucion de Potencia Contratada con Demanda



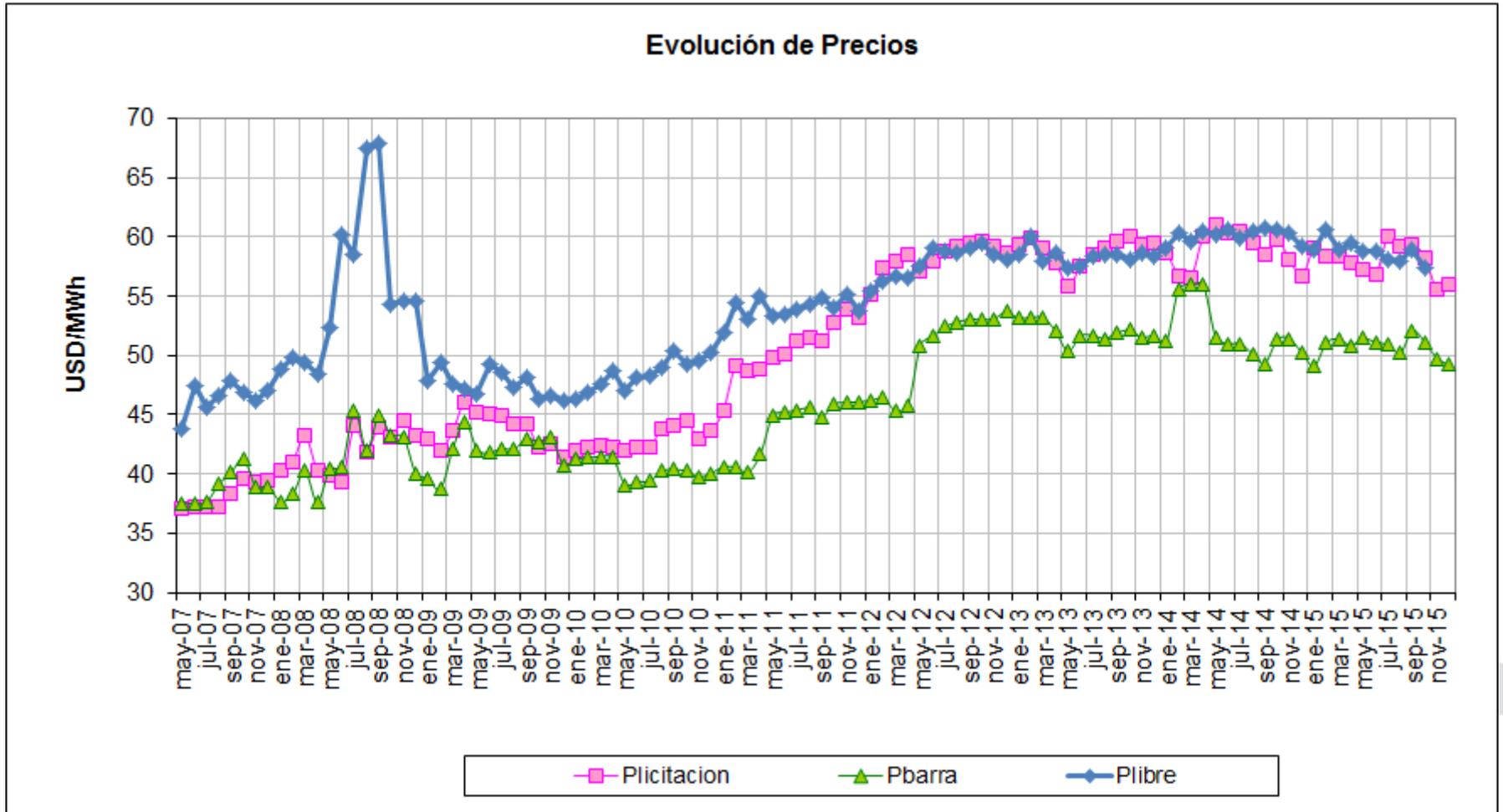


Promoción de Nuevas Centrales

Proyecto	Tecnología	Inicio operación	MW	Inversiones Estimadas (MM US\$)
Machu Picchu II	Hidroeléctrica	2015	102	170
Quitaracsa	Hidroeléctrica	2015	112	250
Kallpa IV	Conversión CC	2012	292	402
Termochilca	Ciclo combinado	2013	196	118
Chilca 1 (Enersur)	Conversión CC	2013	303	395
Fénix	Ciclo combinado	2014	596	656
Subtotal			1 601	1 991
Cheves	Hidroeléctrica	2015	169	300
Chaglla	Hidroeléctrica	2016	406	1 200
Pucará	Hidroeléctrica	Postergado	150	300
Cerro del Águila	Hidroeléctrica	2016	400	800
Total			2 726	4 591



Evolución de los Precios en los Mercados





TARIFAS DE TRANSMISIÓN



Costo Anual de la Transmisión



COSTOS DE INVERSION EN TRANSMISION

COSTO ANUAL DE TRANSMISION

INGRESOS TARIFARIOS

PEAJES POR TRANSMISION

Sistema de Transmisión a Remunerar

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO





Los Peajes de Transmisión

Los peajes por conexión, incluyen tanto los peajes que comprenden la retribución de los costos de inversión, operación y mantenimiento de las **instalaciones de transmisión eléctrica**, como los **Cargos Adicionales** que se establecieron mediante Decretos de Urgencia, Decretos Legislativos o Leyes especiales y que retribuyen otros costos distintos de la actividad de transmisión.

*El aumento de los peajes por las instalaciones propiamente de transmisión se debe a la **nueva infraestructura de transmisión** incorporada en el período 2011- 2015, como parte de la implementación de los Planes de Transmisión propuestos por el COES y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, con opinión de Osinergmin.*



Licitaciones realizadas por ProInversión

En los contratos se establece, para las instalaciones de transmisión, que los montos de inversión y costos de operación y mantenimiento que forman parte de la Base Tarifaria se encuentran en Dólares (USD), así como el índice de actualización solo corresponde al índice WPSSOP3500 (IPP):

$$\text{Factor} = \frac{IPP}{IPP_0}$$

Índice de Actualización, es el índice WPSSOP3500 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América. Se utilizará el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación. El índice inicial será el último dato publicado como definitivo que corresponda al mes de la fecha de presentación de ofertas.



Los Cargos Adicionales (1 de 2)

Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS).- Compensa a centrales duales que operan con gas natural o diesel y centrales de **Reserva Fría (Artículo 6° de DL-1041)**

Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (Prima RER).- Compensa a las centrales de generación que utilizan RER **(Artículo 7° de DL-1002)**

Cargo por Compensación de Generación Adicional (CUGA).- Pago por instalación de unidades de emergencia **(Artículo 5° de DU-037-2008)**

Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional (CVOA-CMG).- Pago de sobrecostos de las unidades que operan con costo variable mayor al costo marginal **(Artículo 1° del DU-049-2008)**

Cargo por Compensación de Retiros Sin Contratos (CVOA-RSC).- Pago de sobrecostos de las unidades que cubren los Retiros Sin Contratos **(Artículo 2° del DU-049-2008)**

Cargo por Compensación por FISE.- Compensa a los generadores eléctricos por el recargo en el transporte de gas natural que financia el FISE **(Artículo 4° de la Ley N° 29852)**

Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE).- Completa ingresos garantizados proyectos suministro gas natural y líquidos por seguridad energética **(Gasoducto Sur Peruano) (Artículo 2° de Ley N° 29970)**

Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro (CCCSE).- Compensa a empresas estatales que incurran en gastos por situaciones de emergencia **(Artículo 1° de Ley N° 29970)**

Cargo por Cumplimiento de Mandato Judicial de ENERSUR y SAN GABAN (CMJ).- Devuelve pagos realizados por sistema de transmisión para dar cumplimiento a los mandatos judiciales

Los Cargos Adicionales (2 de 2)

Cargos Adicionales a ser incluidos en los próximos años:

Cargo por Capacidad de Generación Adicional (CCGA).- Compensa a las centrales de generación contratadas por PROINVERSION como parte del Nodo Energético del Sur (1 000 MW Adjudicados a la Fecha), así como la C.T. Quillabamba (200 MW) **(Artículo 4° de Ley N° 29970)**

Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica (CDGE).- Compensa los costos del gas natural para generación eléctrica en norte y sur del país con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica y, de ser necesario favorecer el Nodo Energético en el Sur del Perú, para compensar el costo fijo de los contratos de transporte firme de gas natural que no sean asumidos por la centrales existentes (incluye C.T. Quillabamba) **(Artículo 5° de Ley N° 29970)**

Cargo por Mecanismo de Compensación para la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados (CMCGSA).- Cargo destinado a beneficiar a los sistemas aislados que defina el Ministerio de Energía y Minas con tarifas similares a las del SEIN. Esta compensación será adicional a la compensación actual de sistemas aislados **(Artículo 5° de Ley N° 29970)**

Cargos Temporales

- CUGA (DU 037-2008)
- CVOA-CMG (DU 049-2008)
- CVOA-RSC (DU 049-2008)
- CMJ-Enersur
- CMJ-San Gabán

Cargos Permanentes

Ley 29970

- CASE
- CCCSE
- CCGA
- CDGE
- CMCGSA

DL-1041

- CUCSS

Ley 29852

- FISE

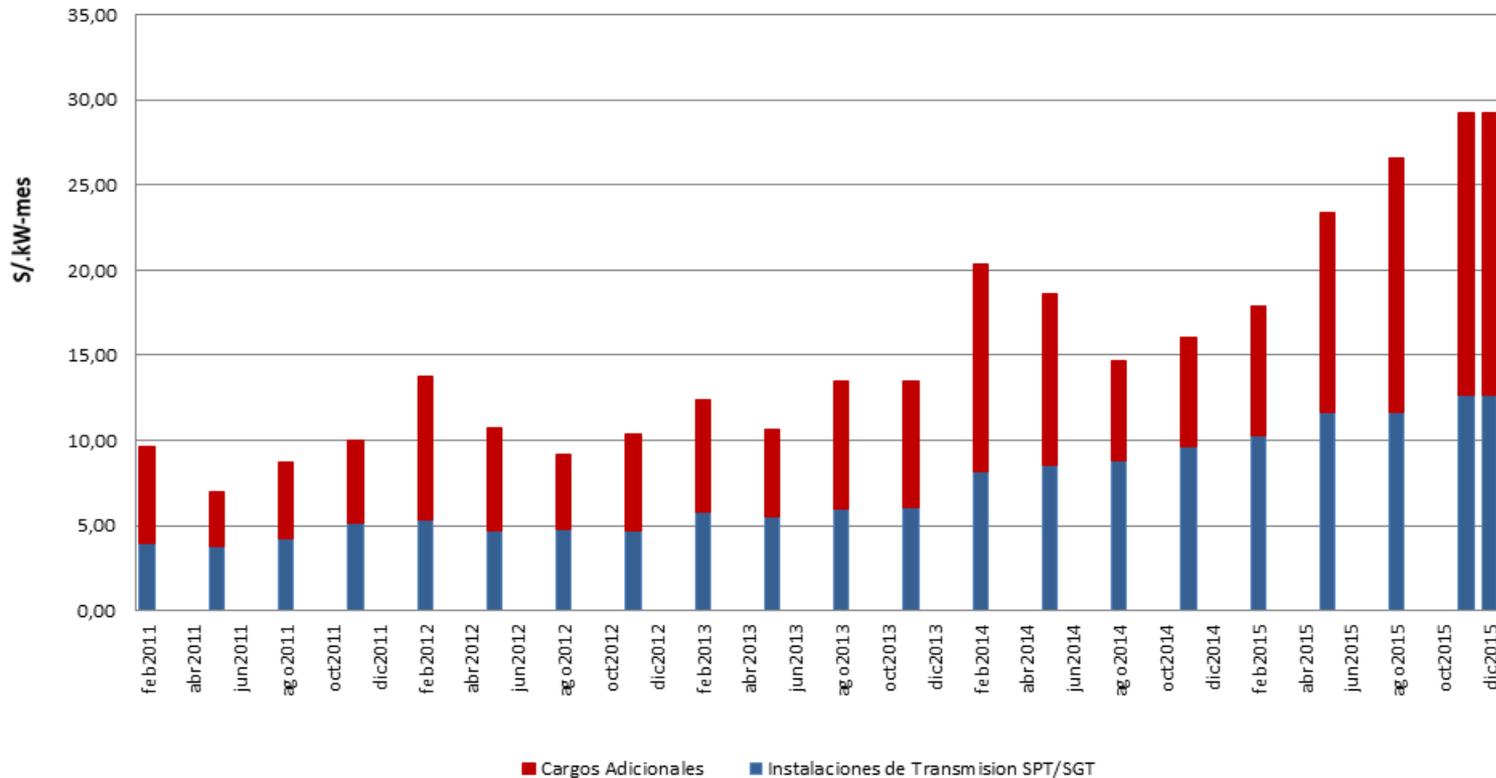
DL-1002

- Prima RER



Evolución de los Peajes de Transmisión

Evolución de los Peaje por las instalaciones transmisión SPT/SGT y Cargos Adicionales



Peajes (S./kW-mes)	feb-11	dic-15
Instalaciones de transmisión de SPT/SGT	3,96	12,68
Cargos Adicionales	5,64	16,57
Total	9,60	29,25



Evolución de los Cargos Adicionales

Cargos Adicionales (S./kW-mes)	feb-11	dic-15
CUCSS: Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro	0,20	4,22
CVOA-Cmg: Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional	3,48	1,18
CVOA-RSC: Cargo por Compensación de Retiros Sin Contratos	0,00	0,00
Prima RER: Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables	0,57	7,60
CUGA: Cargo por Compensación de Generación Adicional	1,39	0,09
FISE: Cargo por Compensación por FISE		0,44
CASE: Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética		1,55
CMJ: Cargo por Cumplimiento de Mandato Judicial de Enersur y San Gabán		0,42
CCCSE: Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro		1,08
Total	5,64	16,57

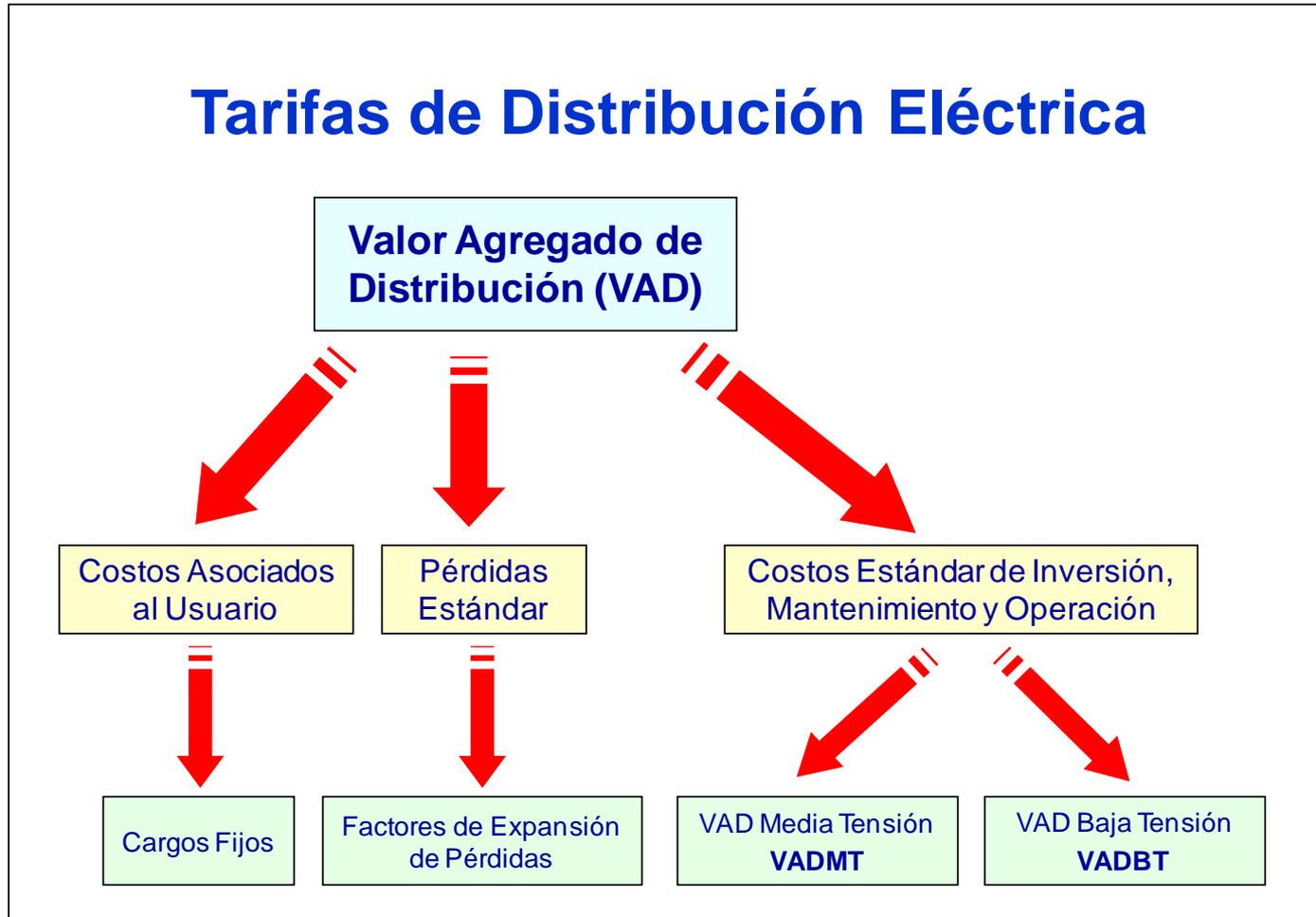


TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN



El Valor Agregado de Distribución

Tarifas de Distribución Eléctrica





Factores Actualización del VAD

$$FAVAD = \left(a \frac{IPM}{IPM_0} + b \frac{TC}{TC_0} + c \frac{IPCu}{IPCu_0} \frac{TC}{TC_0} + d \frac{IPAl}{IPAl_0} \frac{TC}{TC_0} \right)$$

IPM: Índice de precios al por mayor.

TC: Tipo de cambio.

IPCu: Índice de precios del cobre.

IPAl: Índice de precios del aluminio.

a: Proporción productos nacionales.

b: Proporción productos importados.

c: Proporción cobre.

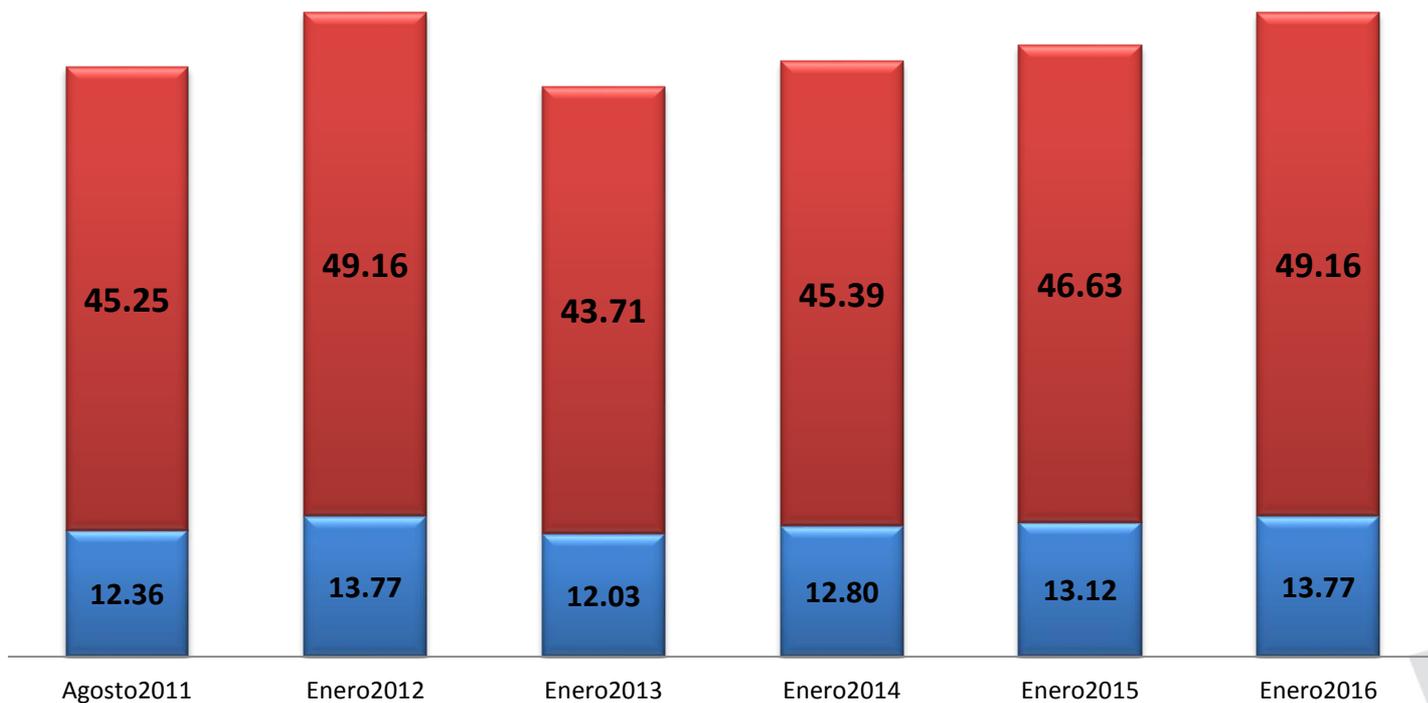
d: Proporción aluminio.

Ponderadores	
a	65%
b	25%
c	3%
d	7%



Valor Agregado de Distribución, Edelnor (S././kW-mes)

■ VADMT ■ VADBT





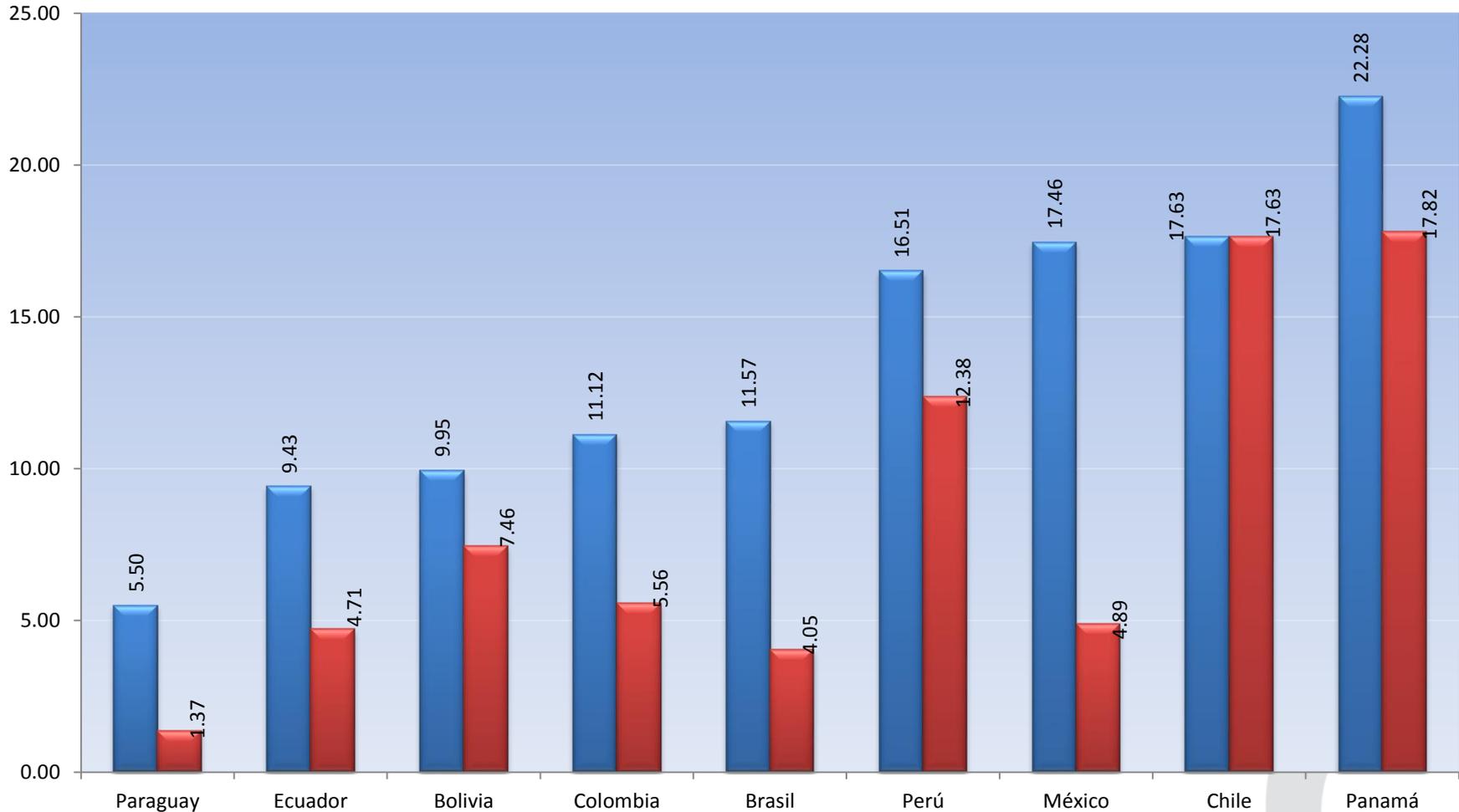
COMPARACIÓN TARIFAS INTERNACIONAL



Residencial 30 kW.h/mes

Tarifas de electricidad para un consumo de 30 kW.h (ctv.US\$/kW.h)

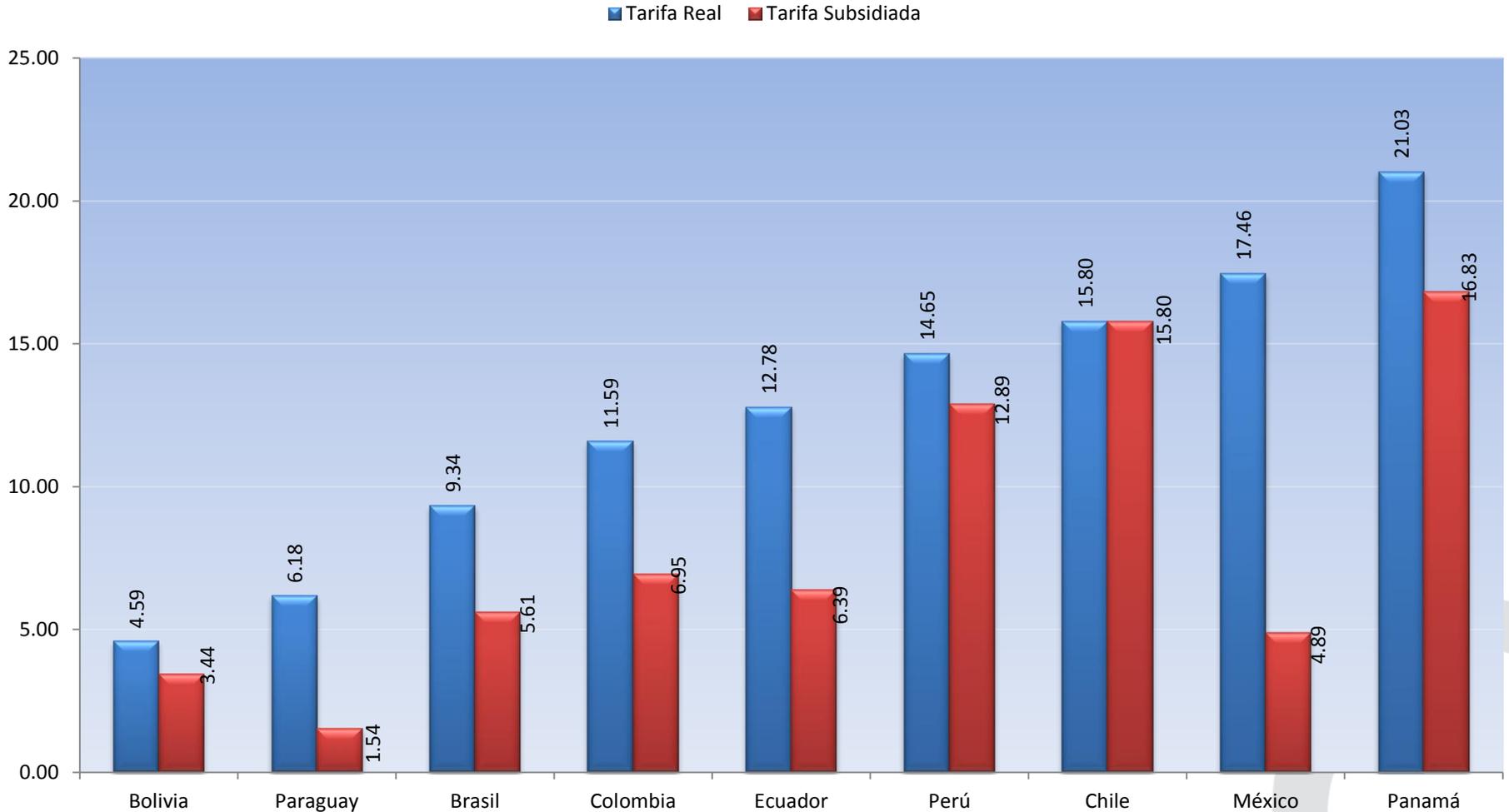
■ Tarifa Real ■ Tarifa Subsidiada





Residencial 65 kW.h/mes

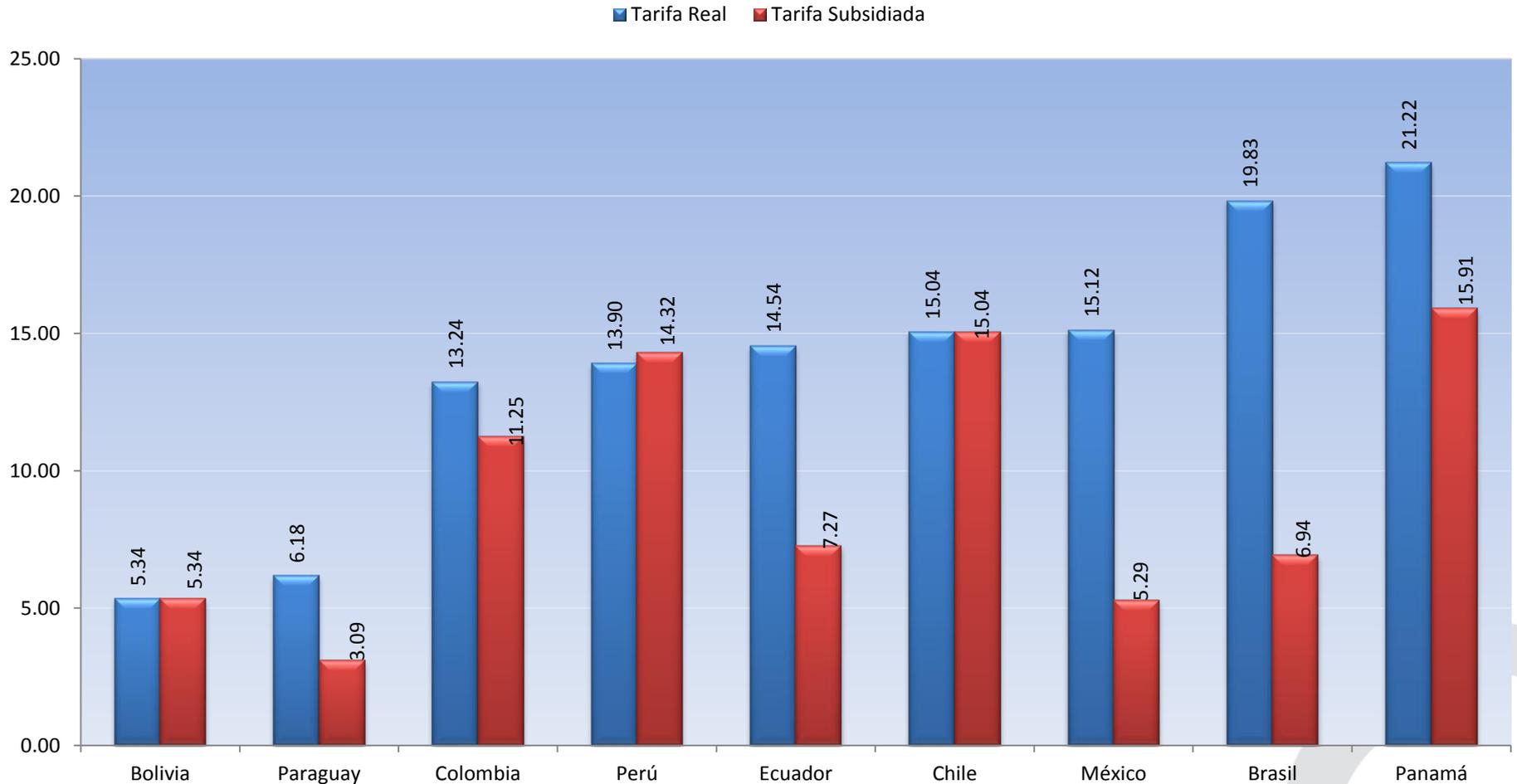
Tarifas de electricidad para un consumo de 65 kW.h (ctv.US\$/kW.h)





Residencial 125 kW.h/mes

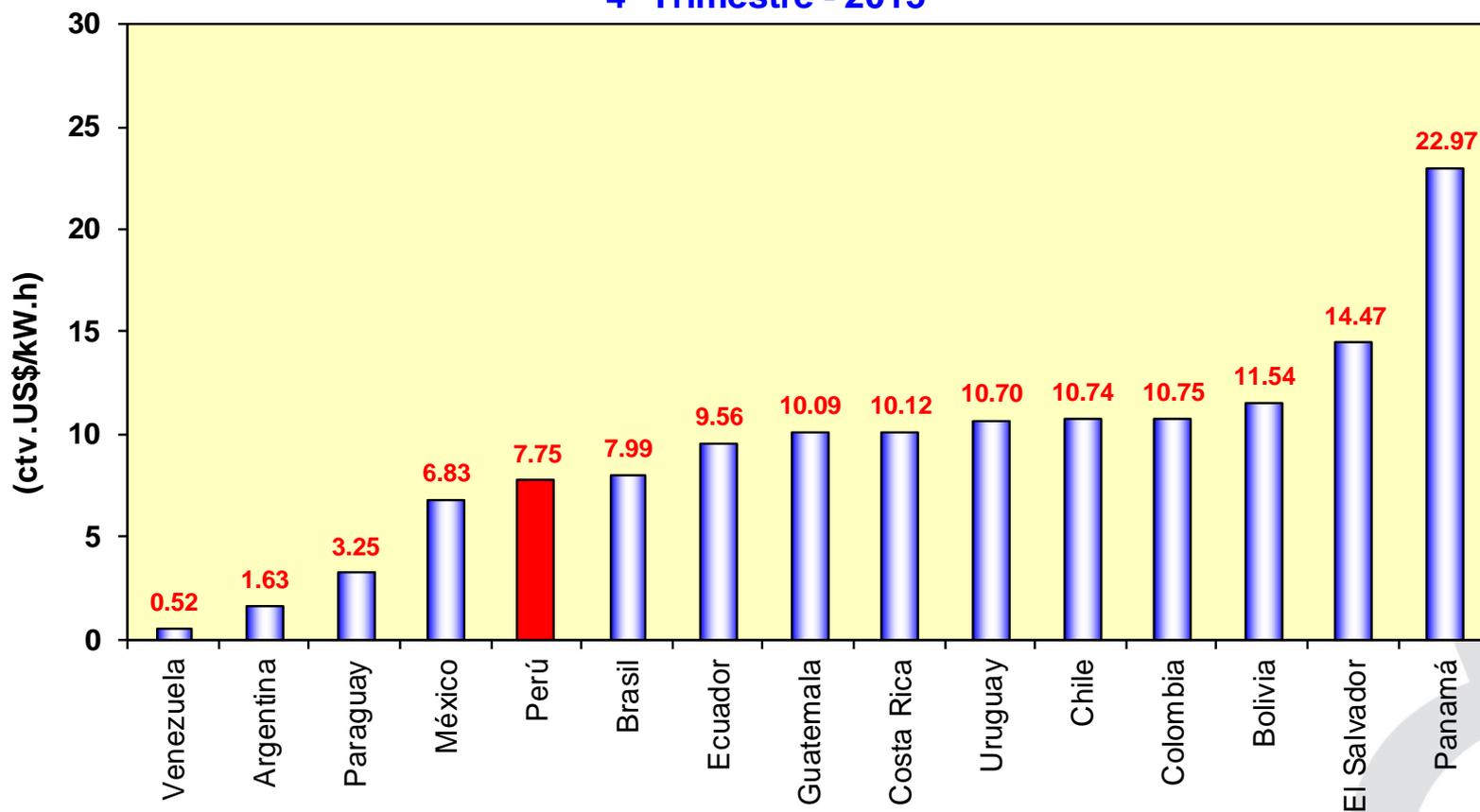
Tarifas de electricidad para un consumo de 125 kW.h (ctv.US\$/kW.h)





Comparativo Tarifas Industriales y Comerciales

Tarifas de Electricidad
Sector Industrial - Consumo Mensual de 500 000 kW.h
4° Trimestre - 2015





Precio Medio Tarifa Residencial e Industrial

- Las diferencias se deben principalmente a lo siguiente:
 - La tarifa industrial es a nivel de media tensión.
 - La tarifa residencial es a nivel de baja tensión, incluye el VAD en BT, así como las pérdidas de energía y potencia.
 - La componente de energía en la tarifa residencial es mayor respecto a la industrial por la mayor proporción de consumo en horas de punta.
 - La componente de potencia en la tarifa residencial es mayor respecto a la industrial por el menor factor de carga (eficiencia en el uso de la capacidad).



VARIACIÓN DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD



Crecimiento económico y demanda de electricidad

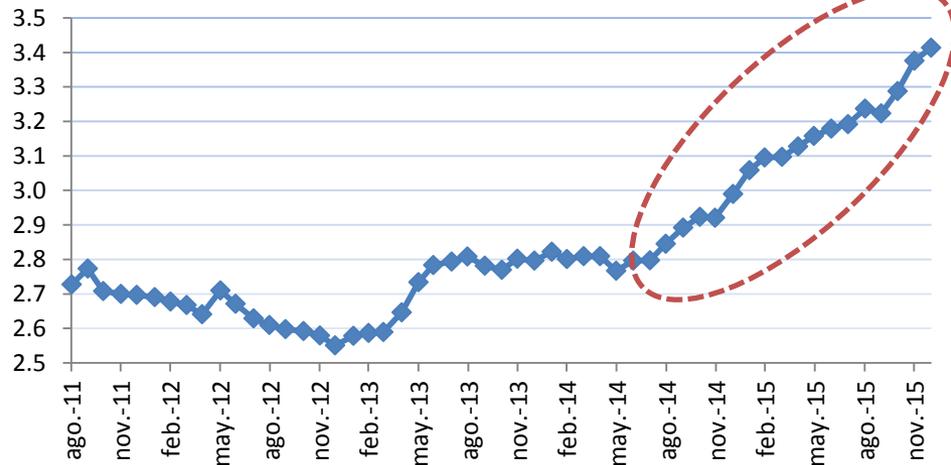
PRODUCTO BRUTO INTERNO Y ELECTRICIDAD *			
(Variaciones porcentuales)			
	PBI	Electricidad	
Año	Tasas Anuales de Crecimiento	Tasas Anuales de Crecimiento	Tasas Anuales de Crecimiento
		Potencia	Energía
2006	7.5%	8.3%	7.7%
2007	8.5%	10.8%	10.1%
2008	9.1%	5.9%	8.5%
2009	1.1%	2.9%	0.8%
2010	8.3%	5.9%	8.8%
2011	6.3%	8.3%	8.6%
2012	6.1%	6.6%	6.0%
2013	5.9%	5.4%	6.3%
2014	2.4%	2.9%	5.4%
2015**	2.9%	10.4%	6.6%
* Fuente INEI (PBI) y Osinergmin (Electricidad)			
** Proyección del BCRP para el PBI			

En los últimos 10 años el crecimiento promedio de la demanda de energía Eléctrica ha sido del 7%.

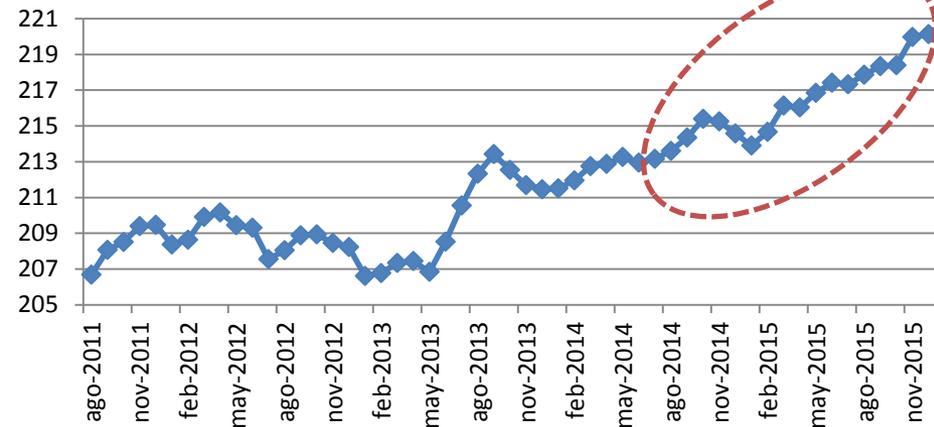


Evolución de los Principales Indicadores Macroeconómicos que Influyen en la Tarifa de Electricidad

Evolución del Tipo de Cambio (S././US\$)



Evolución del índice de Precios al Por Mayor (IPM)



Variación de Tarifas (año 2015)

En el año 2015, las tarifas eléctricas de los usuarios residenciales en el SEIN, se han incrementado en 17,2%.

Por actividad

Generación	Transmisión	Distribución	Total variación residencial SEIN
6,8%	7,7%	2,7%	17,2%

Por rubros

Variación de las variables macroeconómicas (TC, IPM)	Variación por nueva infraestructura sistemas eléctricos	Variación por los cargos adicionales a los peajes de transmisión	Variación por Distribución (Regulación, Cu y Al)	Total variación residencial SEIN
9,1%	1,7%	5,5% (*)	0,9%	17,2%

(*) La variación por los cargos adicionales (5,5%) comprende los siguientes rubros:

Generación renovables RER:	2,7%
Gasoducto Sur Peruano:	0,9%
Reserva Fría, centrales duales y otros:	1,9%



Conclusiones

- En resumen, la variación de las tarifas de electricidad se explica principalmente en los siguientes conceptos:
 - **Parámetros macroeconómicos:** La variación de los indicadores (Tipo de Cambio e Índices de Precios al por Mayor), que forman parte de las fórmulas de actualización de las tarifas y de los contratos.
 - **Costos de generación:** La demanda asociada al mercado de electricidad ha venido duplicándose cada 10 años. Se han suscrito contratos a través de licitaciones de largo plazo desde el año 2009 que reflejan los costos de nuevas inversiones y que hoy se reflejan en la aplicación tarifaria (precio de la energía):

Fecha licitación	Marco legal	MW	USD/MWh
2009-2011	ProInversión	613	48
2009-2010	Ley 28832	3753	40
2011-2012	Ley 28832	549	42
2015	Ley 28832	300	33



Conclusiones

– Costos de transmisión: en S//kW-mes

	Febrero 2011	Diciembre 2015	Incremento
Líneas de transmisión	3,96	12,68	8,72
Cargos adicionales	5,64	16,57	10,93

- Líneas de transmisión: Nuevos proyectos licitados por ProInversión que expanden en 3240 km la red en el SEIN y refuerzan los sistemas actuales.
- Cargos adicionales: Se incluyeron mediante leyes para promover el desarrollo de energías renovables (7,60 S//kW-mes), reserva de generación (4,22 S//kW-mes), gasoductos de seguridad y sur peruano (1,55 S//kW-mes), entre otros.



Recomendaciones

- El marco legal vigente ha permitido atender la creciente demanda y atraer importantes inversiones al sector. El sistema eléctrico opera con señales de largo plazo.
- Marco legal requiere de algunas mejoras:
 - Extender los alcances y la focalización del FOSE (Fondo de Compensación Social eléctrico) con mayor énfasis para los segmentos vulnerables.
 - Revisar los criterios para la inclusión de cargos que afecten el peaje de transmisión (p.e. Generación con recursos energéticos renovables no convencionales – RER, entre otros).
 - Conformar un equipo de trabajo del sector que se encargue de proponer medidas para alcanzar una mayor competitividad de las tarifas y la optimización de los nuevos proyectos a incorporar al sistema.



Gracias