

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DEL PERÚ**

Escuela de Posgrado



Oportunidades de mejora al Precio a Nivel de Generación
para el mercado regulado

Tesis para obtener el grado académico de Maestro en Regulación
de los Servicios Públicos que presentan:

Demetrio Ernan Conislla Arteaga

Fernando Carrillo Gutiérrez

Asesor:

Alfredo Juan Carlos Dammert Lira

Lima, 2025

Informe de Similitud

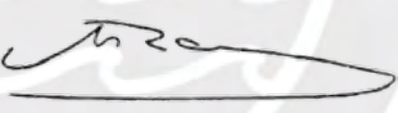
Yo, Alfredo Juan Carlos Dammert Lira, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis/el trabajo de investigación titulado Oportunidades de mejora al Precio a Nivel de Generación para el mercado regulado, de los autores

CARRILLO GUTIERREZ, FERNANDO,
CONISLLA ARTEAGA, DEMETRIO ERNAN, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 21%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 24/10/2025.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de Suficiencia Profesional, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha:

Lima, 27 de octubre del 2025.

Apellidos y nombres del asesor / de la asesora: <u>Dammert Lira, Alfredo Juan Carlos</u>	
DNI: 06480172	Firma 
ORCID: 0000-0003-1282-8457	

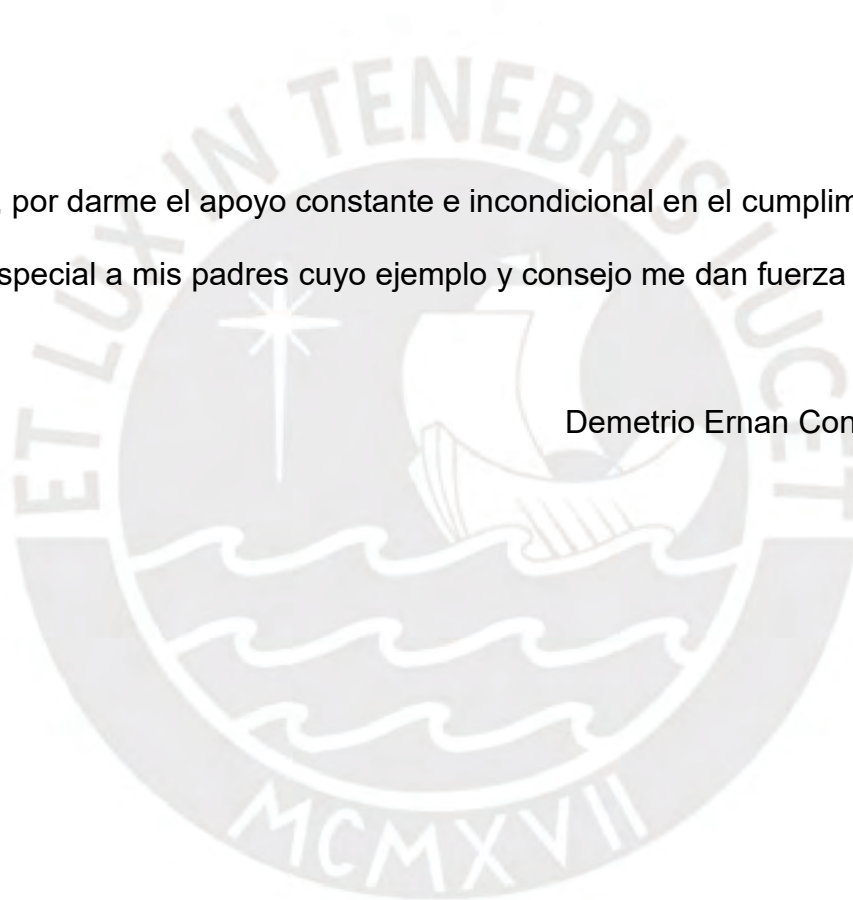
DEDICATORIA

A Doris y Santiago, cuyas ansias de conocer tienen un camino largo para recorrer, y su pasión por vivirlo, me han servido como aliciente para completar el mío propio.

Fernando Carrillo Gutierrez

A mi familia, por darme el apoyo constante e incondicional en el cumplimiento de mis metas; en especial a mis padres cuyo ejemplo y consejo me dan fuerza y motivación constante.

Demetrio Ernan Conislla Arteaga



AGRADECIMIENTO

Agradecemos profundamente a todos los profesores del programa de maestría, de quienes tuvimos el privilegio de recibir valiosas enseñanzas. De manera especial, expresamos nuestra gratitud a nuestro asesor, el Dr. Alfredo Dammert Lira, cuyo invaluable apoyo y orientación hicieron posible la realización del presente estudio.



Resumen

La presente investigación tiene como objeto revisar, analizar y evaluar el Precio Único a Nivel Generación, que determina el costo de generación que es trasladado a los usuarios regulados del sistema eléctrico interconectado nacional, así como su mecanismo de compensación, necesario para cubrir las diferencias de ingresos entre concesionarios de distribuidores y las obligaciones contractuales de sus diversos contratos de suministro para el mercado regulado. En el Capítulo I se presenta un panorama general del problema planteado, así como la situación actual del mercado eléctrico peruano. En el Capítulo II se aborda el marco conceptual y contextual relacionado con los temas a tratar, con una visión de comparación con la práctica internacional, entre ellos, el traslado de precios de generación y los diseños de licitaciones de contratos de suministro de energía. En el Capítulo III se analizan las externalidades originadas por el PNG único para el SEIN y su mecanismo de compensación. En el Capítulo IV, se desarrolla la evaluación de alternativas al precio a nivel generación único para el SEIN y sus impactos en la tarifa a usuario final regulado; además, entre otras, se incluye la propuesta normativa para su implementación. Finalmente, en el Capítulo V se presentan conclusiones y recomendaciones resultantes de la investigación.

Palabras clave: Regulación del sector eléctrico peruano--Precio a nivel generación--Legislación--Perú, Servicios públicos—Perú

Abstract

This research aims to review, analyze, and evaluate the Single Generation Price, which determines the generation cost passed on to regulated users of the national interconnected electricity system, as well as its compensation mechanism. This mechanism is necessary to cover revenue differences between distribution concessionaires and the contractual obligations of their various supply contracts for the regulated market. Chapter I presents an overview of the problem and the current state of the Peruvian electricity market. Chapter II addresses the conceptual and contextual framework related to the topics covered, comparing them with international practices, including generation price transfer and energy supply contract tender designs. Chapter III analyzes the externalities generated by the Single Generation Price for the National Interconnected Electricity System (SEIN) and its compensation mechanism. Chapter IV evaluates alternatives to the Single Generation Price for the SEIN and their impacts on regulated end-user tariffs; it also includes, among other things, a proposed regulation for their implementation. Finally, Chapter V presents the conclusions and recommendations resulting from the research.

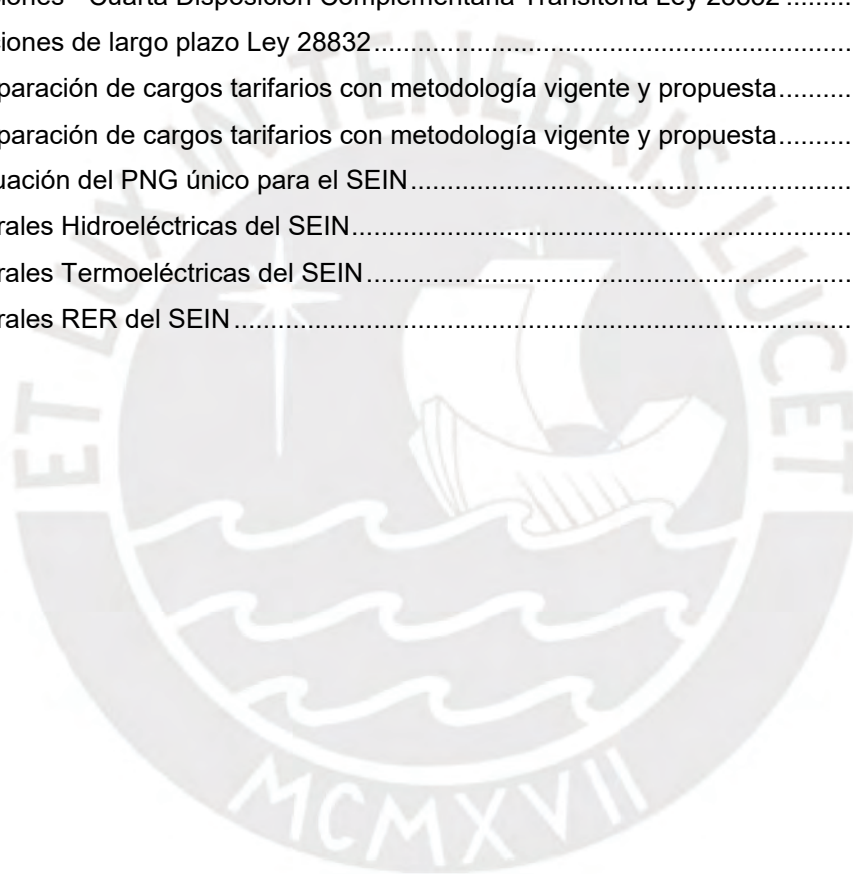
Índice

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO.....	4
1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	5
1.4 LOS COMPONENTES DE LA TARIFA ELÉCTRICA A USUARIO FINAL	7
1.5 MERCADO DE GENERACIÓN DEL SEIN	10
1.6 ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI).....	13
1.7 CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO REGULADO	14
1.8 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE GENERACIÓN PARA EL MERCADO REGULADO	18
CAPÍTULO II. MARCO CONCEPTUAL	21
2.1 MODELOS DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	21
2.2 ASPECTOS CONCEPTUALES DE LOS PRECIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	21
2.3 TRASLADO DE PRECIOS DE GENERACIÓN A USUARIOS FINALES DEL SERVICIO ELÉCTRICO	23
2.3.1 CHILE	25
2.3.2 BRASIL	27
2.4 SUBASTAS DE ENERGÍA.....	30
2.5 LICITACIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA Y POTENCIA: EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	34
2.5.1 CASO COLOMBIA: UPME Y XM.....	34
2.5.2 CASO BRASIL: EPE Y CCEE	36
2.5.3 CASO CHILE: CNE Y COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL	38
2.6 ASPECTOS CONCEPTUALES PARA LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE AGENCIAS.....	40
2.6.1 CRITERIOS GENERALES DE EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO	40
2.7 EVOLUCIÓN DEL MECANISMO DE FORMACIÓN DE PRECIOS EN EL MERCADO REGULADO.....	43
2.8 LA SEGUNDA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	45
2.8.1 CRISIS DE CONTRATOS DE SUMINISTRO PARA EL MERCADO REGULADO 2004.....	45
2.8.2 LA LEY N° 28832.....	48
2.9 CONTRATOS DE SUMINISTRO PARA EL MERCADO REGULADO	50
2.10 EL SISTEMA DE LICITACIONES PERUANO	51
CAPÍTULO III: PROBLEMAS Y OPORTUNIDADES DE MEJORA AL PNG Y MCUR.....	56
3.1 PROBLEMÁTICA DE UN PRECIO ÚNICO DE GENERACIÓN	56
3.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO COMPLEJA QUE GENERA ASIMETRÍAS DE INFORMACIÓN	63
3.3 INCENTIVOS A GANANCIAS NO PREVISTAS EN EL MARCO NORMATIVO	67
3.4 EXTERNALIDADES FINANCIERAS EN CONCESIONARIOS DE DISTRIBUCIÓN.....	69
3.4.1 ¿POR QUÉ LAS TRANSFERENCIAS NO SE REALIZAN DE MODO INMEDIATO?	70

3.4.2	DISTRIBUIDORES SUPERAVITARIOS.-.....	72
3.5	DESINCENTIVO A LA CONTRATACIÓN EFICIENTE.....	77
3.6	FALTA DE UN AGENTE ESPECIALIZADO EN LA GESTIÓN DE LICITACIONES DE SUMINISTRO.....	79
3.6.1	PROBLEMÁTICA EN LA INDEXACIÓN DE PRECIOS DEL PNG.....	83
CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE MEJORA AL MCUR		88
4.1	SUGERENCIAS AL PROYECTO DE REGLAMENTO DE LICITACIONES.....	88
4.2	ALTERNATIVAS AL PNG: EVALUACIÓN DE IMPACTO REGULATORIO	90
4.2.1	ESCENARIO BASE.....	92
4.2.2	ALTERNATIVA 1: TRASLADO DE PRECIOS DE GENERACIÓN DESDE CADA CONCESIONARIO A SUS PROPIOS USUARIOS REGULADOS	93
4.2.3	ALTERNATIVA 2: TRASLADO DE PRECIOS DE GENERACIÓN DESDE CADA CONCESIONARIO A SUS PROPIOS USUARIOS REGULADOS CON APLICACIÓN DE BANDA DE PRECIOS	95
4.3	EVALUACIÓN DEL PRECIO A NIVEL GENERACIÓN ÚNICO PARA EL SEIN	99
4.4	INCENTIVO PARA LA CONTRATACIÓN EFICIENTE DE LAS DISTRIBUIDORAS.....	100
4.5	DESARROLLO DE PROPUESTA DE MEJORA NORMATIVA DEL PNG Y MCUR.....	101
4.6	PROPUESTA DE CREACIÓN DE LA ENTIDAD DE LICITACIONES DE SUMINISTRO PARA EL MERCADO REGULADO.....	102
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		104
ANEXO A.- PROPUESTA DE MODIFICACIONES NORMATIVAS		107
ANEXO B.- SUGERENCIAS AL PROYECTO DE REGLAMENTO DE LICITACIONES DE SUMINISTRO PARA EL MERCADO REGULADO		108
ANEXO C.- PROPUESTA NORMATIVA DE CREACIÓN DE ENTIDAD DE LICITACIONES DE SUMINISTRO		115
ANEXO D.- CENTRALES DE GENERACIÓN DEL SEIN		117
ANEXO E.- TRANSFERENCIAS Y SALDOS DEL MCUR.....		120
ANEXO E.- DIFERENCIA REAL ENTRE EL PRECIO EN BARRAY PRECIOS PROMEDIO DE LICITACIONES.....		123
BIBLIOGRAFÍA		139

Índice de Tablas

Tabla 1 Sistema de Precios del Marco Regulatorio.....	6
Tabla 2 Empresas de generación en el SEIN a diciembre de 2024.....	12
Tabla 3 Número de usuarios regulados por empresa de distribución a Diciembre 2024.....	15
Tabla 4 Ventas de energía a usuario final por empresa de distribución MWh de Diciembre 2024.....	16
Tabla 5 Consumo Promedio del Mercado Regulado, evaluado en el mes de Diciembre 2024.....	17
Tabla 6 Determinación del precio de generación y traslado a usuarios finales.....	24
Tabla 7 Diferencias entre las subastas de capacidad y suministro de energía.....	31
Tabla 8 Licitaciones - Cuarta Disposición Complementaria Transitoria Ley 28832.....	54
Tabla 9 Licitaciones de largo plazo Ley 28832.....	55
Tabla 11 Comparación de cargos tarifarios con metodología vigente y propuesta.....	97
Tabla 12 Comparación de cargos tarifarios con metodología vigente y propuesta.....	98
Tabla 13 Evaluación del PNG único para el SEIN.....	99
Tabla 14 Centrales Hidroeléctricas del SEIN.....	117
Tabla 15 Centrales Termoeléctricas del SEIN.....	118
Tabla 16 Centrales RER del SEIN.....	119



Índice de Figuras

Figura 1 Fórmula general de la tarifa de energía.....	7
Figura 2 Evolución del Factor de Recargo FOSE.....	9
Figura 3 Potencia instalada por tipo de tecnología.....	10
Figura 4 Variación de la potencia instalada 2023-2024.....	11
Figura 5 Costos marginales promedio mensual y precio básico de energía de los precios en barra ponderado mensual 1993-2007	19
Figura 6 Costo marginal promedio mensual y precio promedio de energía del PNG 2007-2024.....	20
Figura 7 Modelo de funcionamiento del mercado eléctrico brasileño	28
Figura 8 Licitaciones de suministro para el mercado regulado de Brasil	29
Figura 9 Venta de electricidad a usuarios finales	44
Figura 10 Evolución de precio básico de energía de los precios en barra y costos marginales (May. 1993 – Set. 2010).....	47
Figura 11 Esquema de opciones de contratación del suministro del mercado regulado	51
Figura 12 Esquema de determinación del PNG y MCUR.....	58
Figura 13 Comparación Precio Ponderado vs Teórico	60
Figura 14 Evolución de precios en barra y precios promedio de licitaciones	60
Figura 15 Estadística descriptiva de la evolución de precios (Mayo 2007-Mayo 2025).....	61
Figura 16 Precios de Generación a usuario final regulado del SEIN antes de la Ley 28832	65
Figura 17 Precios de Generación a usuario final regulado del SEIN después de la Ley 28832	66
Figura 18 Transferencias no previstas en el marco normativo de licitaciones de suministro para el mercado regulado	68
Figura 19 Esquema conceptual de transferencias del MCUR.....	70
Figura 20 Horizonte de tiempo considerado para la determinación del PNG	71
Figura 21 Evolución de saldo ejecutado acumulado por distribuidor eléctrico	73
Figura 22 Evolución de saldo ejecutado acumulado de todos los distribuidores eléctricos	74
Figura 23 Extracto de saldo ejecutado acumulado de distribuidores del SEIN	74
Figura 24 Evolución del MRE y Saldo de liquidación de Pluz y Luz del Sur	75
Figura 25 Evolución del MRE y Saldo de liquidación/MRE de empresas Distriluz	76
Figura 26 Contratos de suministro vigentes de Electro Oriente, Adinelsa, Coelvisac y Chavimochic	77
Figura 27 Precios medios por concesionaria de distribución del SEIN	78
Figura 28 Precio medio de licitaciones de suministro.....	80
Figura 29 Evolución del precio medio de licitaciones y precios en barra	81
Figura 30 Variación en la estimación de demanda y energía por el retiro de clientes libres	82
Figura 31 Fórmula de actualización de precios de potencia	84
Figura 32 Fórmula de actualización de precios de energía.....	85
Figura 33 Evolución de indicadores de fórmulas de actualización de precios	86
Figura 34 Cargo de energía de usuario BT5B sin Fose desde el 04 – mayo – 2025	92

Figura 35 Impacto en tarifa BT5B sin FOSE - Alternativa 1	94
Figura 36 Impacto Tarifario de opción BT5B – Con Fose	95
Figura 37 Nuevo mecanismo de compensación para concesionarios de distribución	96



INTRODUCCIÓN

Con la promulgación del Decreto Ley 25844 (1992), Ley de Concesiones Eléctricas, en lo que se denomina Primera Reforma del sector electricidad, se estableció la organización del mercado eléctrico vigente, con la separación de la integración vertical existente al momento de dicha reforma y con el establecimiento de las tres actividades de la organización industrial del sector eléctrico: generación, transmisión y distribución eléctrica. En esta etapa, los precios de generación eléctrica aplicados al usuario regulado eran los Precios en Barra fijados¹ por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

Posteriormente, en el año 2006 a partir de la emisión de la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y motivada por la crisis de contratos de suministro de generación eléctrica, se implementó la denominada Segunda Reforma. Esta segunda reforma tuvo por objetivos garantizar el suministro de energía para el mercado regulado, determinar precios de generación estables para dicho mercado, así como la promoción de ejecución de infraestructura de transmisión eléctrica. Es en este contexto, que dicha Ley crea, entre otros, el “Precio Único a Nivel Generación”, con la finalidad de determinar un único precio de generación para los usuarios regulados del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional); y el denominado “Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN” (MCUR), que establece un mecanismo de liquidaciones de costos de generación entre distribuidores para sustentar el Precio Único a Nivel Generación (PNG).

En ese sentido el presente trabajo analiza y evalúa si el diseño actual del MCUR y del PNG ha cumplido su objetivo de equidad; o por el contrario ha generado distorsiones o efectos adversos en la señal de precios de generación del mercado regulado.

En el Capítulo I se presenta una visión general del problema planteado, así como una presentación de la situación actual del mercado eléctrico peruano. En el

¹ Conforme lo señalaban los artículos 45° y 46° del Decreto Ley 25844 vigentes hasta la entrada en vigencia de la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Capítulo II, se aborda el marco conceptual y contextual relacionado con los temas a tratar con una visión de comparación con la práctica internacional, entre ellos, el traslado de precios de generación y los diseños de licitaciones de contratos de suministro de energía.

En el Capítulo III se analizan las externalidades originadas por el PNG único para el SEIN y su mecanismo de compensación. En el Capítulo IV, se desarrolla la evaluación de alternativas al precio de generación a nivel generación único para el SEIN y sus impactos en la tarifa a usuario final regulado, además, entre otros, se incluye la propuesta normativa para su implementación. Finalmente, en el Capítulo V se presentarán conclusiones y recomendaciones resultantes de la investigación.



CAPÍTULO I.

1.1 Planteamiento del Problema

A diciembre de 2024, la demanda eléctrica en el Perú está conformada por cerca de tres mil clientes libres y más de nueve millones de usuarios regulados, de los cuales el 92.5 % corresponde al segmento residencial. El diseño tarifario para estos usuarios debe considerar la cadena de valor del sector eléctrico, integrada por las actividades de generación, transmisión y distribución, conforme lo señalan el artículo 8, para el caso de usuarios libres; y el artículo 63, para el caso de usuarios regulados, del Decreto Ley 25844.

En el Perú, el componente de generación representa entre el 40 % y el 50 % de la tarifa final, lo que subraya la importancia de una correcta determinación y traslado de la señal eficiente del precio de generación en el SEIN. Al respecto, hasta antes de la segunda reforma, los precios utilizados para la suscripción de los contratos de suministro eran las Tarifas en Barra. Sin embargo, tras la crisis de contratos de suministro para el mercado regulado del 2004, la Ley N° 28832 (2006) introdujo el sistema de licitación como alternativa para contratar el suministro de energía y potencia del mercado regulado.

El Precio a Nivel Generación se determina como un precio único promedio ponderado de los precios de energía y potencia de los contratos de suministros de los distribuidores. Estos contratos pueden ser de tipo bilateral, en cuyo caso se pactan considerando como límite máximo el precio en barra fijado por OSINERGMIN; o, resultante de licitaciones. Los criterios y metodología para la determinación de este precio están contenidos en:

- a. El artículo 29° de la Ley N° 28832.
- b. El Reglamento del MCUR, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM.
- c. La Norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, aprobada mediante la Resolución N° 180-2007-OS/CD, y modificatorias.

La determinación de un precio único de generación para todos los usuarios regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, aunque puede tener un fin altruista, genera también diversas externalidades que afectan la señal de precios de generación, en particular, i) el precio de generación que se traslada al usuario regulado no corresponde al precio marginal o precio promedio de contratos en las barras de generación desde donde es suministrada su energía, en cambio, dicho precio resulta de un promedio aritmético de todos los precios de contratos de suministro del SEIN; ii) la aplicación del PNG requiere de un mecanismo de compensación que no determina una liquidación real de costos incurridos en los contratos de suministro, en cambio, dada la asimetría de información existente, se determina un estimado que genera rentas extraordinarias a los distribuidores; iii) La aplicación del mecanismo de compensación no generan incentivos para el resultado eficiente en las licitaciones de suministro debido a que las ganancias de eficiencia en precios de las licitaciones de suministro conseguidas por un distribuidor en particular, no se premian, ni se trasladan a sus usuarios, en cambio se diluyen al promediarlos al determinar el PNG. Los temas identificados y otros que se describen en el presente trabajo, no han sido analizados ni descritos en publicación académica anterior.

Por lo indicado, el presente trabajo analiza, describe, evalúa y propone oportunidades de mejora para la determinación de un precio de generación para los usuarios regulados del SEIN y de su mecanismo de compensación asociado, con la finalidad de limitar y reducir las afectaciones a la señal de precios, y potenciar la oportunidad de ganancias de eficiencia de precios de generación que propicien el despliegue de nuevas tecnologías, como es el caso de la generación distribuida y de los sistemas de medición inteligente.

1.2 Organización Industrial del Sector Eléctrico Peruano

La actual organización industrial del sector eléctrico peruano tiene como origen la reforma implementada mediante el Decreto Ley 25844 (1992), Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM (1993). La actual organización del sector eléctrico peruano se conforma por tres grandes actividades:

- a. Actividad de generación eléctrica.- Participan de esta actividad los diversos tipos de central de generación de energía que se encargan de transformar los recursos de energía primaria (petróleo, gas natural, carbón, agua, viento, sol) en energía eléctrica.
- b. Actividad de transmisión eléctrica.- Desarrollan esta actividad las instalaciones de transmisión eléctrica de gran capacidad que transportan la energía generada en las centrales de generación hacia los grandes centros de consumo como son las ciudades o grandes complejos industriales.
- c. Actividad de distribución eléctrica.- Desarrollan esta actividad los concesionarios de distribución eléctrica, encargados de la implementación y gestión de las redes de distribución eléctrica de media y baja tensión, que permiten llevar la energía eléctrica hacia los usuarios finales del servicio eléctrico quienes utilizarán la energía eléctrica en actividades productivas, comerciales o en sus hogares.

Finalmente, para aquellos usuarios que no pueden conectarse directamente en las cercanías o proximidad de los sistemas de transmisión, se requerirá implementar redes de distribución de electricidad que permitan llevar la electricidad hacia los usuarios finales del servicio eléctrico. Cabe precisar que la LCE establece la regulación de las tarifas de los sistemas de transmisión y de distribución eléctrica, debido a su naturaleza de monopolio natural.

1.3 Clasificación de los usuarios del servicio eléctrico

Los usuarios finales del servicio eléctrico comprenden industrias, empresas, comercios y hogares que dependen diariamente del suministro de electricidad. De acuerdo con el marco regulatorio vigente, estos usuarios se dividen en dos categorías: usuarios libres y usuarios regulados.

El artículo 8° del Decreto Ley 25844 (1992) establece un régimen de libertad de precios para aquellos suministros que pueden operar en condiciones de competencia. En este contexto, se reconoce la posibilidad de competencia en la generación eléctrica únicamente para el mercado libre, donde los precios son determinados mediante acuerdos entre las partes. Por el contrario, para los usuarios regulados, el sistema de

precios está sujeto a regulación estatal con el objetivo de garantizar estabilidad y equidad en las tarifas.

Según el artículo 2° del Decreto Supremo N° 009-93-EM (1993), el límite de potencia que define la sujeción al régimen de precios regulados es de 200 kW. Los usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango definido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad pueden optar por ser considerados usuarios regulados o usuarios libres, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y su reglamento.

En complemento, el Decreto Supremo N° 022-2009-EM, que aprueba el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, establece en su artículo 3 los siguientes criterios de clasificación:

- Usuarios Regulados: Aquellos cuya demanda máxima anual es menor a 200 kW.
- Usuarios con Opción de Elección: Aquellos con una demanda anual superior a 200 kW y hasta 2500 kW, quienes pueden optar por ser Usuarios Libres o Usuarios Regulados, siempre que cumplan con los requisitos y condiciones establecidos en el reglamento.
- Usuarios Libres: Aquellos cuya demanda máxima anual supera los 2500 kW, quienes tienen acceso al mercado libre de electricidad.

A continuación, se presenta una figura comparativa que ilustra los componentes que determinan la formación de precios de la electricidad para clientes libres y regulados.

Tabla 1 Sistema de Precios del Marco Regulatorio

Precios	Usuarios Libres	Usuarios Regulados
Generación	Libre	Regulado ($\pm 10\%$ Precio Licitaciones)
Transmisión	Regulado	Regulado
Distribución	Regulado	Regulado

Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

1.4 Los componentes de la tarifa eléctrica a usuario final

Las tarifas eléctricas a cliente final deben permitir la cobertura de los costos de la cadena de valor de la industria eléctrica, y por lo tanto su composición depende de la estructura o actividades reconocidas por la normativa vigente del sector.

Respecto a la situación del país en la etapa previa a la reforma del sector eléctrico iniciada el año 1992, Santivañez (2001) describe que a finales de los ochenta el consumo per cápita anual de energía era de apenas 350 kWh, y que el coeficiente de electrificación nacional alcanzaba apenas un 43%, ubicando al Perú entre los países de menor desarrollo en Latinoamérica.

Luego, los procesos de liberalización realizados con la Primera Reforma del año 1992 dieron como resultado la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica. Al respecto, la LCE estableció en su artículo 8° un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellas actividades que por su naturaleza lo requieran. Cabe precisar que, el artículo 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas, señala que, para el caso de los usuarios regulados, el precio de generación destinadas al mercado regulado está sujeto a regulación de precios, salvo cuando se hayan efectuado licitaciones destinadas a dicho servicio.

La estructura tarifaria vigente es la mostrada en la siguiente figura, donde se ha considerado que la generación se desarrolla en competencia, mientras que la transmisión y la distribución eléctrica constituyen monopolios naturales y por consiguiente requieren de precios regulados.

Figura 1 Fórmula general de la tarifa de energía

$$P = G + T + D$$

Donde:

G: Costo de generación eléctrica

T: Costo de transmisión eléctrica

D: Costo de la distribución eléctrica

Respecto a la retribución de inversiones en transmisión eléctrica, el artículo 138 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM (1993), indica que se realiza considerando, según corresponda, la anualidad de inversión y costos de operación y mantenimiento eficientes de las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión, la anualidad de inversión y costos de operación y mantenimiento establecidos en los contratos de concesión suscritos por el Estado para la ejecución de instalaciones del Sistema Principal de Transmisión, Sistema Secundario de Transmisión, Sistema Garantizado de Transmisión y Sistema Complementario de Transmisión, o a través del costo medio anual determinado por OSINERGMIN para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión comprendidas en el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN.

Las tarifas de distribución eléctrica reconocen inversiones eficientes, económicamente adaptadas a la demanda existente a la fecha de determinación de la tarifa, así como el reconocimiento de costos de operación y mantenimiento eficientes² que incluyen los costos de la facturación.

Por otra parte, mediante Ley 27510 (2001), Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica, se ha introducido un mecanismo de subsidio cruzado entre usuarios regulados, conocido como FOSE, que favorece con descuentos tarifarios a los usuarios residenciales con consumos menores a 100 kWh, mediante recargos en los cargos tarifarios de los otros tipos de usuarios y de los usuarios residenciales con consumos superiores a los 100 kWh.

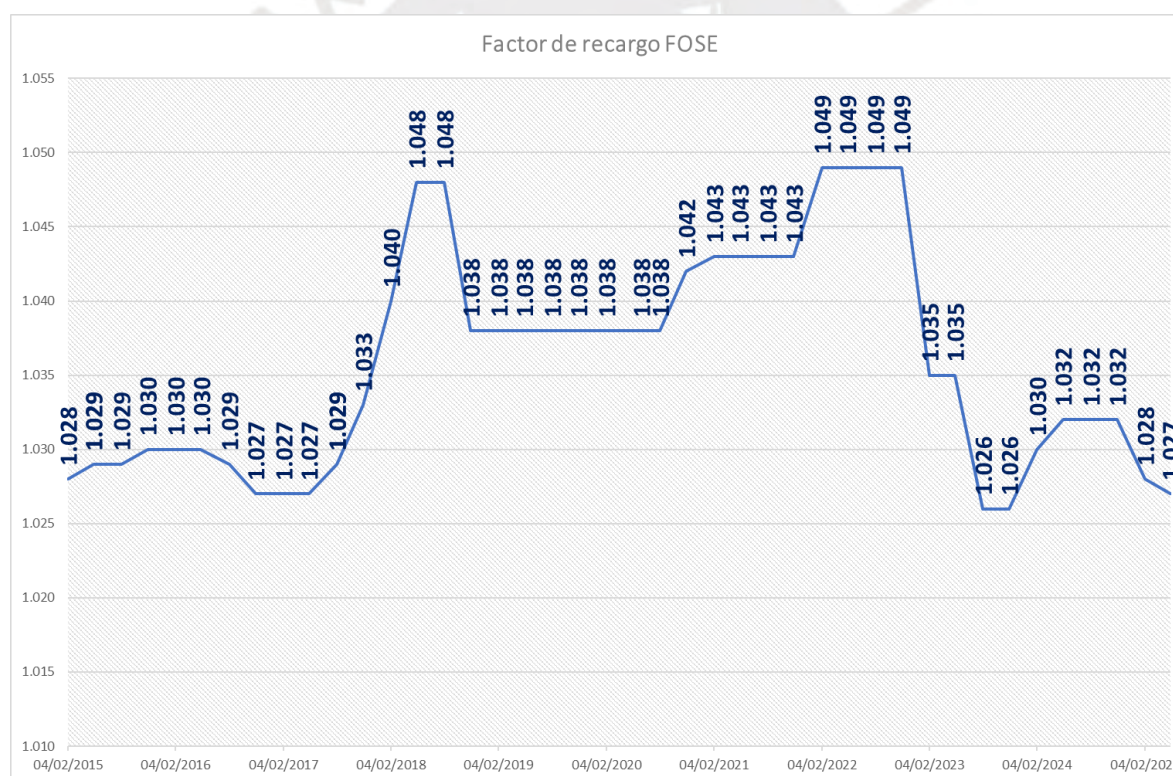
OSINERGMIN, en cumplimiento del encargo recibido, determina el importe del recargo mediante un factor único a nivel nacional, que determina que el recargo dentro de una empresa de distribución no sea excesivo para sus usuarios no beneficiarios del descuento, y que, por lo tanto, deba ser cubierto por transferencia de otras empresas de distribución. En la Figura 2 se presenta una evolución (creciente) del mencionado factor hasta el año 2022.

² La tarifa de distribución se determina a partir del Valor Agregado de Distribución (VAD), definido como la anualidad del VNR optimizado y los costos de operación y mantenimiento por unidad de potencia $VAD = \frac{aVNR + O y M}{DM}$

En febrero de 2022, se publicó la Ley 31429 (2021), Ley que modifica los artículos 1, 2 y 3, e incorpora el artículo 3-A en la Ley 27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica, ampliando el beneficio de descuento FOSE a los suministros con consumos hasta 140 kWh, e incorporando a los usuarios libres como aportantes al FOSE.

En la construcción de los pliegos tarifarios adicionalmente al precio de generación deben agregarse los costos de transmisión y distribución que será distintos para cada empresa, debido a que las infraestructuras reconocidas son intrínsecamente diferentes. Estas diferencias se hacen significativas a medida que las redes crecen y aproximan a usuarios de dos empresas con tarifas distintas; o cuando se compara entre la tarifa de sectores urbanos con rurales.

Figura 2 Evolución del Factor de Recargo FOSE



Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

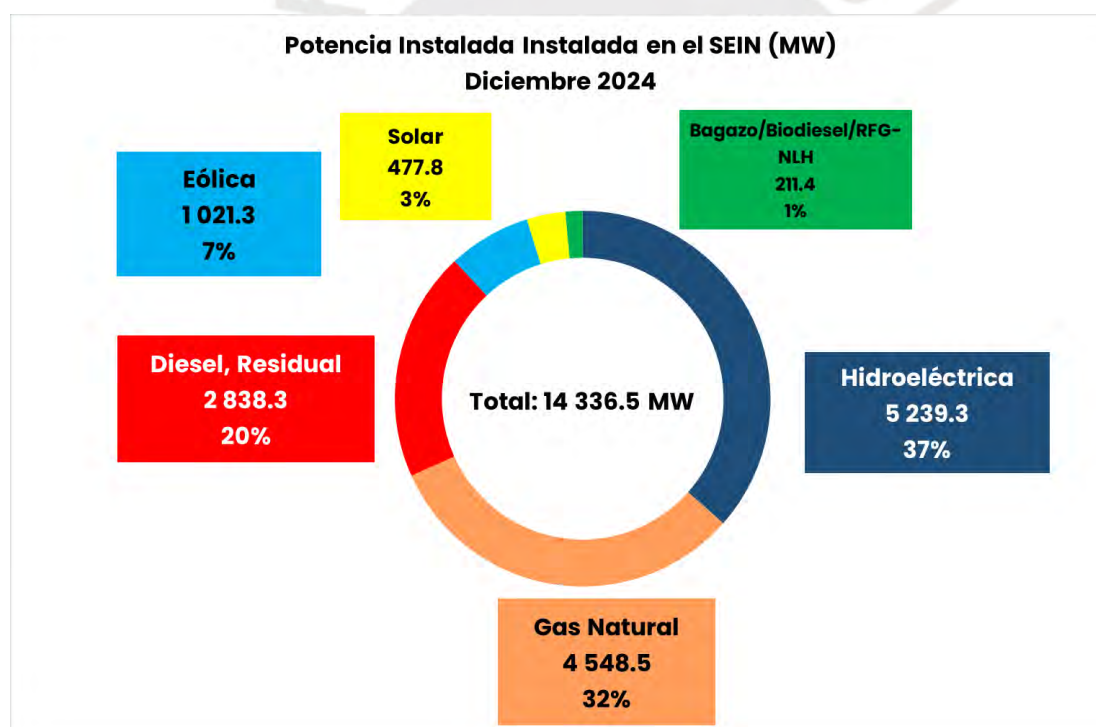
Mediante Ley 30468 (2016), Ley que crea el mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial, en el año 2016 se creó un mecanismo adicional denominado MCTER, cuyo objetivo es establecer una tarifa única a nivel nacional para los usuarios residencial, con fondos obtenidos del FISE. Cabe aclarar que el factor de

recargo y los descuentos del FOSE se aplican sobre la tarifa final aplicable a los usuarios regulados, generando dos tipos de pliego, con y sin aplicación del FOSE.

1.5 Mercado de Generación del SEIN

Al presente, la oferta del mercado de generación eléctrica del SEIN se conforma de centrales de generación hidroeléctrica, centrales de generación térmica y centrales de generación de tipo renovable (solar y eólica), que a inicios del presente año llega a una potencia instalada de 14,8 GW³, siendo la primera tecnología la correspondiente a la térmica (53%), seguida de la hidráulica (38%), y la renovable (11%). Esta última tecnología presenta un mayor crecimiento respecto al año 2023 (Figura 4).

Figura 3 Potencia instalada por tipo de tecnología



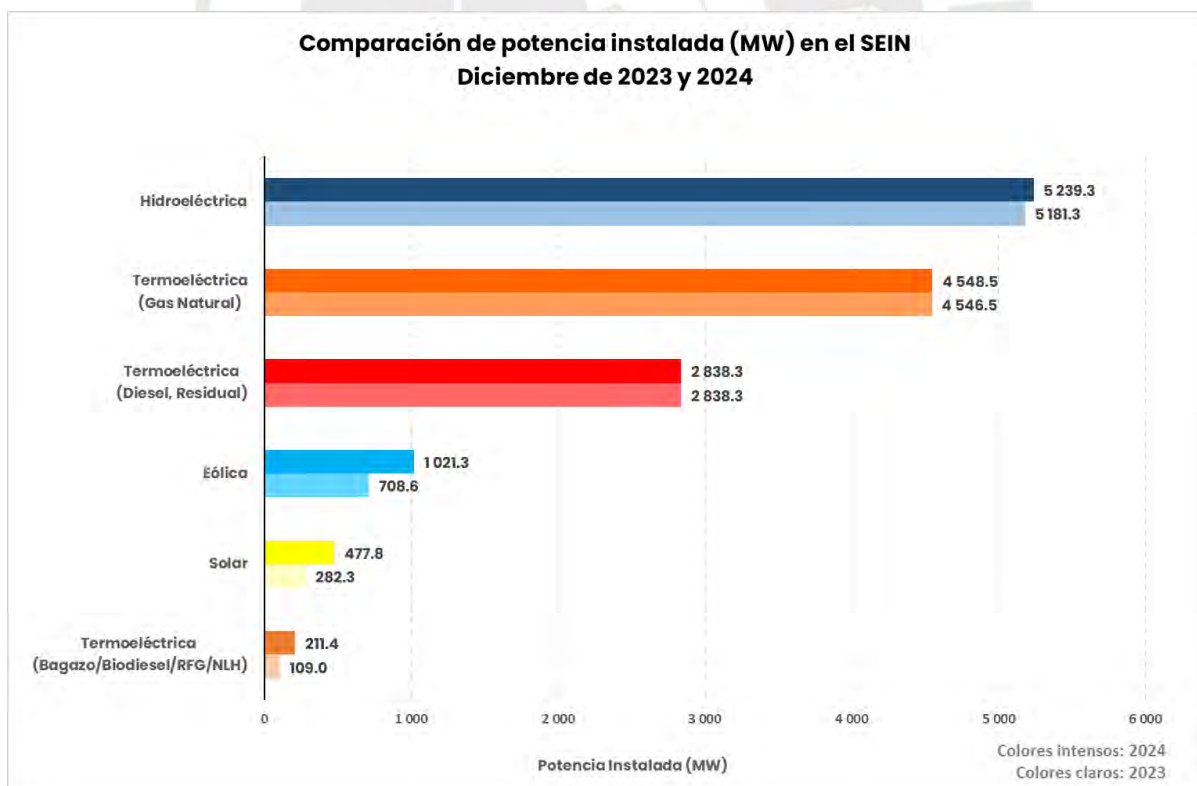
Fuente: COES, datos de Estadística Anual 2024. Elaboración propia

³A mayor detalle, en el Anexo D se presenta el parque de centrales de generación según los tres tipos de tecnología

Cabe precisar que la generación térmica está constituida por: a) centrales a gas natural (31.5% de la potencia instalada), b) centrales térmicas de combustible fósil (19.8%) y, c) centrales de cogeneración, cuyo combustible es bagazo o biodiesel (1,5% de la potencia instalada) y que se consideran parte de la generación de recursos renovables (RER). Se puede apreciar que el aporte de centrales térmicas de combustible fósiles es menor que las de gas natural, el cual tiene menor impacto medioambiental.

En relación a las Centrales RER (centrales fotovoltaicas, eólicas, hidráulicas), su desarrollo inicial entre el año 2016 se ha dado bajo el marco del Decreto Legislativo 1002 (2008) y su Reglamento que establecieron un esquema de licitaciones (denominadas Subastas RER), para que inversionistas tuvieran ingresos asegurados, determinados en función de un cargo ofertado en la subasta. Hasta el año 2016 se han llevado a cabo 4 subastas RER.

Figura 4 Variación de la potencia instalada 2023-2024



Fuente: COES, datos de Estadística Anual 2023 y 2024. Elaboración propia

Con relación a la propiedad de las centrales de generación operando en el SEIN, en la siguiente tabla se muestra la lista de empresas de generación, así como la capacidad instalada según tipo de tecnología (Hidroeléctrica, Termoeléctrica, Eólica o Solar). Como se puede observar, a diciembre de 2024, cuatro (04) empresas poseen el 54% de la capacidad de generación del SEIN.

Tabla 2 Empresas de generación en el SEIN a diciembre de 2024

Empresa	Hidro-eléctrica	Termo-eléctrica	Eólico	Solar	Total	Participación (%)
ENGIE	242	2 250	296	41	2 829	19,7%
ORYGEN PERÚ	569	994	309	259	2 131	14,9%
KALLPA GENERACIÓN	525	1 286			1 810	12,6%
ELECTROPERÚ	1 008	19			1 027	7,2%
SAMAY I		726			726	5,1%
FENIX POWER PERÚ		575			575	4,0%
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	468				468	3,3%
STATKRAFT	427				427	3,0%
ENEL GENERACION PIURA		370			370	2,6%
ORAZUL ENERGY PERÚ	358				358	2,5%
TERMOCHILCA		317			317	2,2%
EGASA	176	60			236	1,6%
PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION DE ETEN S.A.		227			227	1,6%
CELEPSA	220				220	1,5%
CHINANGO	196				196	1,4%
TERMOSELVA		192			192	1,3%
EGEMSA	192				192	1,3%
MINERA CERRO VERDE		181			181	1,3%
ENERGÍA RENOVABLE DEL SUR			136		136	0,9%
INLAND ENERGY	118				118	0,8%
ENERGÍA EÓLICA			114		114	0,8%
SAN GABÁN	110				110	0,8%
GM OPERACIONES		102			102	0,7%
EMPRESA DE GENERACION HUANZA	98				98	0,7%
PARQUE EOLICO TRES HERMANAS			97		97	0,7%
LA VIRGEN	94				94	0,7%
GR CORTARRAMA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA				80	80	0,6%
EGEJUNIN	75				75	0,5%
GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	72				72	0,5%
SHOUGESA		68			68	0,5%
INFRAESTRUCTURAS Y ENERGIAS DEL PERU		60			60	0,4%
EGESUR	24	23			47	0,3%
SDF ENERGIA		38			38	0,3%
AGROAURORA		38			38	0,3%
GENERACIÓN ANDINA	32				32	0,2%
PARQUE EOLICO MARCONA			32		32	0,2%

Empresa	Hidro-eléctrica	Termo-eléctrica	Eólico	Solar	Total	Participación (%)
SINERSA	30				30	0,2%
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA		23			23	0,2%
AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO		22			22	0,2%
EMPRESA ELECTRICA AGUA AZUL	20				20	0,1%
ANDEAN POWER	20				20	0,1%
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS	20				20	0,1%
MAJES ARCUS				20	20	0,1%
PANAMERICANA SOLAR				20	20	0,1%
PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIAS RENOVABLES	20				20	0,1%
REPARTICIÓN ARCUS				20	20	0,1%
TACNA SOLAR				20	20	0,1%
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE	20				20	0,1%
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA	20				20	0,1%
CELEPSA RENOVABLES	20				20	0,1%
GR PAINO SOCIEDAD ANONIMA CERRADA			18		18	0,1%
GR TARUCA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA			18		18	0,1%
HIDROELECTRICA HUANCHOR	18				18	0,1%
HUAURA POWER GROUP	18				18	0,1%
MOQUEGUA				16	16	0,1%
BIOENERGÍA DEL CHIRA		14			14	0,1%
PETRAMÁS		13			13	0,1%
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CANCHAYLLO	5				5	0,0%
INVERSIONES SHAQSHA	5				5	0,0%
ELECTRICA YANAPAMPA	4				4	0,0%
HIDROCAÑETE	4				4	0,0%
MAJA ENERGIA	4				4	0,0%
ASOCIACIÓN SANTA LUCIA DE CHACAS	3				3	0,0%
CENTRALES SANTA ROSA	3				3	0,0%
ATRIA ENERGIA	2				2	0,0%
COLCA SOLAR				1	1	0,0%
KONDU				1	1	0,0%
Total	5 239	7 598	1 021	478	14 336	100,0%

Fuente: COES. Elaboración propia.

1.6 Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)

El **Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)** es una medida utilizada para evaluar la concentración de un mercado y, por ende, su grado de competencia. Se define como la suma de los cuadrados de las participaciones de mercado de cada una de las empresas que lo conforman.

Fórmula del HHI:

$$HHI = \sum (S_i)^2$$

Donde:

- n: número total de empresas en el mercado.
- s_i: participación de mercado de la empresa i, expresada como porcentaje (en escala de 0 a 100).

Interpretación del índice:

HHI < 1,500 → Mercado competitivo

1,500 ≤ HHI ≤ 2,500 → Mercado moderadamente concentrado

HHI > 2,500 → Mercado altamente concentrado

El valor resultante del índice HHI, considerando las capacidades de generación de las empresas del cuadro anterior es de HHI = 921,5 que indicaría que se trata de un mercado competitivo.

1.7 Características del Mercado Regulado

En las Tablas 3, 4 y 5, se presentan datos estadísticos correspondientes al mes diciembre 2024, con información sobre la composición del mercado regulado, incluyendo la participación de los usuarios regulados por empresa, el consumo promedio de estos usuarios y el consumo promedio de los usuarios residenciales en cada empresa de distribución. A partir de estos datos, se observa que Lima (concesión de las empresas Pluz Energía Perú y Luz del Sur) concentra el mayor número de usuarios regulados, además de registrar el mayor nivel de consumo de energía y el más alto consumo promedio de electricidad a nivel residencial.

Tabla 3 Número de usuarios regulados por empresa de distribución a Diciembre 2024

Empresa	Libres	Regulados	Total	Participación (%)	Zonas de Influencia	Distritos
Pluz Energía Perú	465	1 611 408	1 611 873	18.0	Callao, Lima	54
Luz del Sur	320	1 336 826	1 337 146	14.9	Lima	56
Hidrandina	68	1 091 027	1 091 095	12.2	Ancash, Cajamarca, Huánuco, La Libertad	312
Electrocentro	2	986 548	986 550	11.0	Ayacucho, Cusco, Huancavelica, Huánuco, Junín, Lima, Pasco	377
Electro Sur Este	7	672 275	672 282	7.5	Apurímac, Cusco, Madre De Dios	197
Electro Oriente	51	591 033	591 084	6.6	Amazonas, Cajamarca, Loreto, San Martín	200
Electronoroeste	59	569 766	569 825	6.4	Piura, Tumbes	77
Seal	82	501 918	502 000	5.6	Arequipa	100
Electronorte	35	475 944	475 979	5.3	Cajamarca, Lambayeque	83
Electro Puno		350 002	350 002	3.9	Puno	109
Electro Dunas	170	280 201	280 371	3.1	Ayacucho, Huancavelica, Ica	66
Electrosur	22	196 488	196 510	2.2	Moquegua, Tacna	47
Electro Ucayali	3	114 045	114 048	1.3	Ucayali	11
Adinelsa		81 512	81 512	0.9	Ancash, Arequipa, Ayacucho, Huancavelica, Ica, Lima	95
Electro Tocache	5	32 811	32 816	0.4	Huánuco, San Martín	6
Chavimochic		16 160	16 160	0.2	La Libertad	1
Emseusa		13 845	13 845	0.2	Amazonas	1
Sersa	1	9 297	9 298	0.1	San Martín	1
Emsemsa		9 170	9 170	0.1	Lima	1
Eilhicha		7 173	7 173	0.1	Ancash	2
Coelvisac	279	4 248	4 527	0.0	Ica, Lambayeque, Lima	3
Egepsa		4 328	4 328	0.0	Junín	1
Edelsa		2 872	2 872	0.0	Junín	1
Electro Pangoa		2 425	2 425	0.0	Junín	1
Esempat		2 200	2 200	0.0	Lima	1
Total	1 569	8 963 522	8 965 091	100		1 802

Fuente: SICOM (OSINERGMIN). Elaboración propia.

A diciembre de 2024, existen 29 empresas de distribución, 4 de ellas (Ergon Perú S.A.C., Acciona Perú Microenergía, Entelin y TRE Perú) que operan en zonas aisladas, con servicio individual fotovoltaico. Las 25 empresas restantes están total o mayoritariamente (con pequeños sistemas aislados) interconectadas al SEIN, con contratos de suministros de energía (bilaterales o de licitaciones).

Para efectos de la determinación de tarifas, estas empresas se han clasificado en dos grupos. uno compuesto por las empresas del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) y el otro por las empresas privadas y municipales.

Tabla 4 Ventas de energía a usuario final por empresa de distribución MWh de Diciembre 2024

Empresa	Libres	Regulados	Total	Participación (%)
Pluz Energía Perú	155 578	386 652	542 231	27.2
Luz del Sur	57 176	458 394	515 570	25.9
Hidrandina	33 421	133 711	167 132	8.4
Electronoroeste	24 739	79 903	104 643	5.2
Seal	23 303	75 392	98 695	5.0
Electro Dunas	32 859	55 746	88 605	4.4
Electro Oriente	9 887	78 271	88 157	4.4
Electrocentro	206	80 380	80 585	4.0
Coelvisac	64 478	9 266	73 745	3.7
Electronorte	6 934	57 739	64 673	3.2
Electro Sur Este	4 165	58 624	62 788	3.1
Electrosur	4 968	31 730	36 698	1.8
Electro Ucayali	621	27 811	28 431	1.4
Electro Puno		26 998	26 998	1.4
Electro Tocache	505	2 402	2 907	0.1
Adinelsa		2 769	2 769	0.1
Emsemsa		2 341	2 341	0.1
Chavimochic		2 167	2 167	0.1
Emseusa		1 638	1 638	0.1
Sersa	108	1 061	1 169	0.1
Electro Pangoa		346	346	0.0
Egepsa		315	315	0.0
Eilhicha		300	300	0.0
Edelsa		180	180	0.0
Esempat		173	173	0.0
Total general	418 948	1 574 309	1 993 257	100

Fuente: SICOM (OSINERGMIN). Elaboración propia

Respecto a los consumos promedio de los clientes regulados, fuera de las empresas de Lima, los mayores se presentan en Coelvisac, Emsemsa y Electro Ucayali; el primer caso, corresponde a una empresa cuya mayoría de clientes son agroindustriales con grandes consumos de energía, mientras que las otras dos tienen la

característica de atender zonas concentradas. A medida que se incrementa la ruralidad en las empresas, los valores de consumo promedio comienzan a disminuir.

Tabla 5 Consumo Promedio del Mercado Regulado, evaluado en el mes de Diciembre 2024

Empresa	Clientes	Consumo (MWh)	Consumo Promedio (kWh)
Luz del Sur	1 336 826	458 394	342.9
Pluz Energía Perú	1 611 408	386 652	239.9
Hidrandina	1 091 027	133 711	122.6
Electrocentro	986 548	80 380	81.5
Electronoroeste	569 766	79 903	140.2
Electro Oriente	591 033	78 271	132.4
Seal	501 918	75 392	150.2
Electro Sur Este	672 275	58 624	87.2
Electronorte	475 944	57 739	121.3
Electro Dunas	280 201	55 746	198.9
Electrosur	196 488	31 730	161.5
Electro Ucayali	114 045	27 811	243.9
Electro Puno	350 002	26 998	77.1
Coelvisac	4 248	9 266	2181.3
Adinelsa	81 512	2 769	34.0
Electro Tocache	32 811	2 402	73.2
Emsemsa	9 170	2 341	255.3
Chavimochic	16 160	2 167	134.1
Emseusa	13 845	1 638	118.3
Sersa	9 297	1 061	114.1
Electro Pangoa	2425	346	142.8
Egepsa	4328	315	72.9
Eilhicha	7173	300	41.8
Edelsa	2 872	180	62.7
Esempat	2 200	173	78.7
Total Perú	9 204 837	1 575 849	171.2

Fuente: SICOM (OSINERGMIN). Elaboración propia

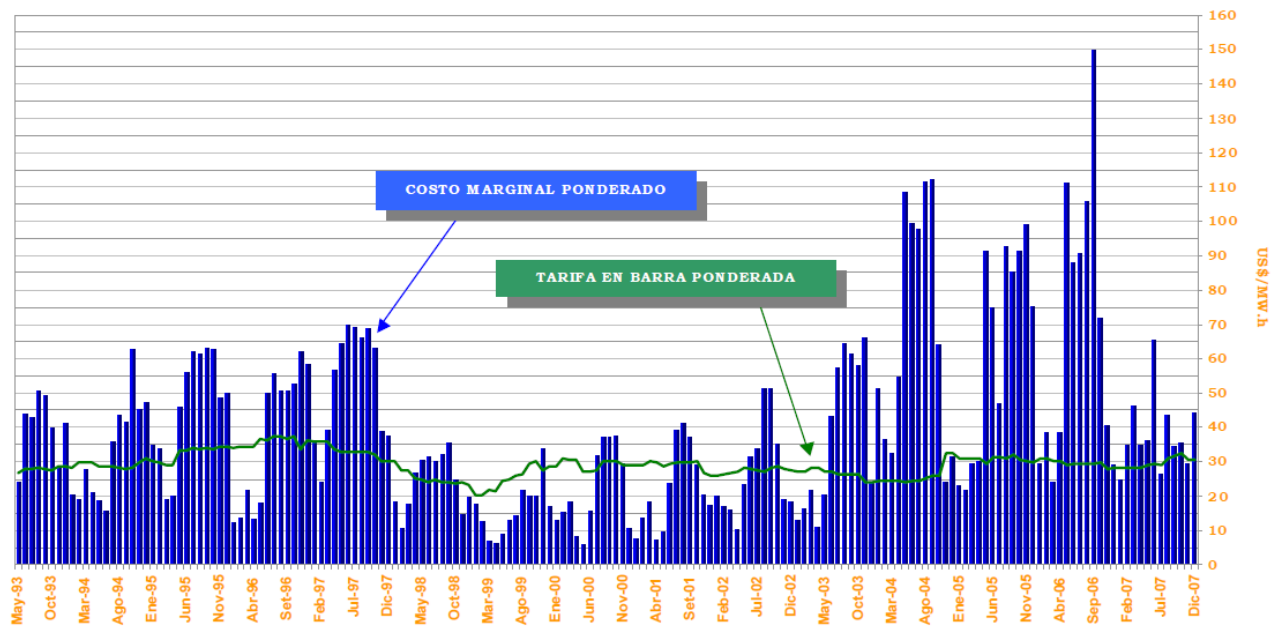
1.8 Evolución de los precios de generación para el mercado regulado

Desde el inicio de la reforma del sector eléctrico, iniciada con la emisión de la LCE publicada el 19 de noviembre de 1992, los precios de generación del mercado regulado tuvieron la siguiente evolución bajo el marco normativo vigente:

- a. Desde 1993, con la publicación de la Resolución de la Comisión de Tarifas de Eléctricas N° 001-93-P/CTE hasta el 23 de julio de 2007, fecha de publicación de la Ley N° 28832, Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, los costos de generación del mercado regulado fueron los “Precios en Barra”, fijados por OSINERGMIN. Cabe precisar, que los Precios en Barra se conforman del precio básico de potencia, que es el costo unitario de la unidad de generación más económica para atender la demanda de horas máxima demanda del sistema; y precio básico de energía por bloques horarios (actualmente Horas Punta y Horas Fuera de Punta), que es el promedio ponderado de los costos marginales para el periodo de 36 meses, doce anteriores a la fecha de determinación y 24 posteriores a la fecha de determinación de los precios en barra.
- b. Desde el 24 de julio de 2007 a la fecha, los precios de generación del mercado regulado se determinan como el promedio ponderado de los i) precios de contratos sin licitación (cuya referencia de precio máximo son los Precios en Barra); y ii) los precios de contratos resultantes de Licitaciones.

La evolución de los precios de generación para el mercado regulado se muestra en la siguiente figura.

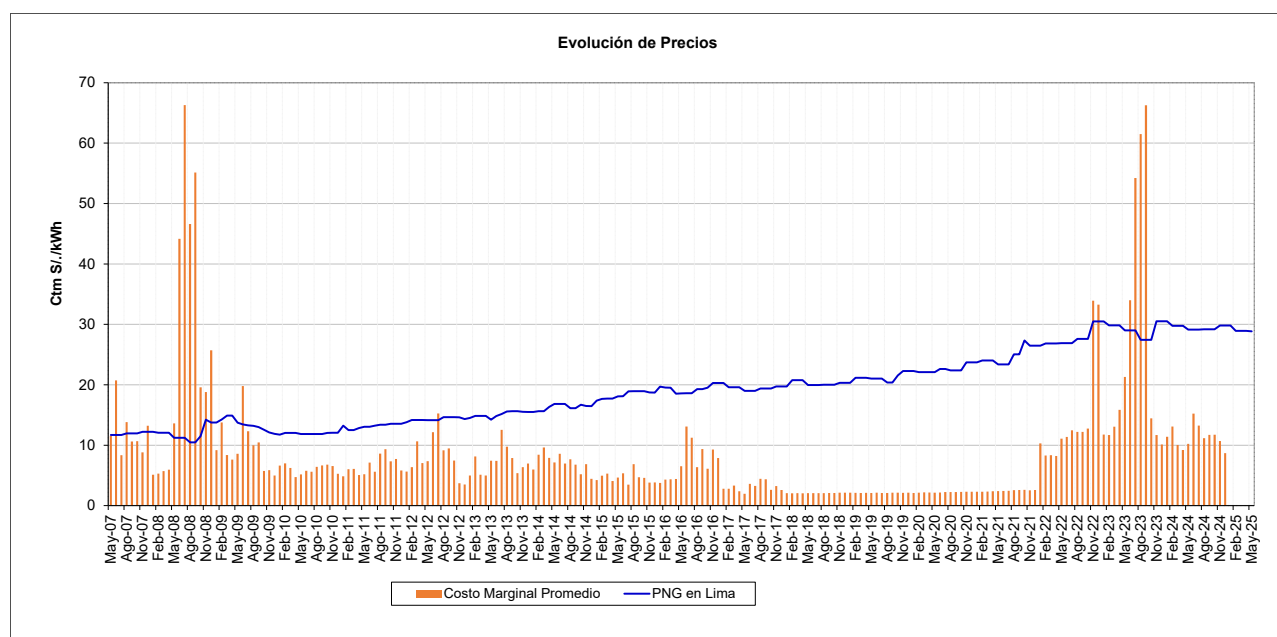
Figura 5 Costos marginales promedio mensual y precio básico de energía de los precios en barra ponderado mensual 1993-2007



Fuente: COES

En la figura anterior, se muestra que el precio en barra no lograba compensar las variaciones de los precios de energía del mercado de corto plazo, también denominados “Costos marginales de corto plazo”. Cabe precisar que es el mercado de corto plazo en donde se valorizan y liquidan las transferencias de potencia, considerando los valores regulados por Osinergmin; y las transferencias de energía, en función de los costos marginales de corto plazo. Este hecho se vio agravado el año 2004 dando origen a la denominada crisis de contratos de suministro para el mercado regulado.

Figura 6 Costo marginal promedio mensual y precio promedio de energía del PNG 2007-2024



Fuente: COES, OSINERGMIN. Elaboración propia

Desde la entrada en vigencia de la Ley 28832 (2006) y su mecanismo de licitaciones, los precios de suministro del mercado regulado han mostrado una evolución relativamente estable. Desde mayo de 2007 a la fecha, se observan dos periodos de variación significativa de precios: i) la primera durante el año 2008 como consecuencia de la disminución de la generación de las centrales hidroeléctricas y a la menor disponibilidad de gas natural de Camisea, por restricciones en el transporte de gas; y ii) durante el año 2023, debido a anomalías climatológicas que resultaron en la reducción de los niveles de agua en reservorios de centrales hidroeléctricas en el país.

En general, se observa que, desde la entrada en vigencia de la Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación, los contratos de suministro de largo plazo han mitigado significativamente los riesgos de variación de precios del mercado de corto plazo. Al contrario, se observa una tendencia creciente en los precios de los contratos de suministro de energía, debido a los factores de actualización considerados en dichos contratos.

CAPÍTULO II. MARCO CONCEPTUAL

2.1 Modelos de Organización del Sector Eléctrico

Dammert, García y Molinelli (2024) describen que los modelos de mercado del sector eléctrico son diseñados considerando las instituciones, instrumentos y reglas necesarias, e indican que a nivel internacional son cuatro los modelos típicos de organización del sector eléctrico, según el grado de competencia observado, siendo estos los siguientes: 1) Monopolio verticalmente integrado; 2) Comprador único; 3) Competencia mayorista; y 4) Competencia minorista.

Respecto a la clasificación indicada, en el caso peruano se tiene un modelo cercano de competencia mayorista, con particularidades. La competencia mayorista se da en el contexto del despacho económico a cargo del COES; en los procesos de licitación del suministro de electricidad para el mercado regulado y, potencialmente, en la posibilidad de atender los requerimientos de los usuarios del mercado libre.

2.2 Aspectos conceptuales de los precios de generación eléctrica

La Ley de Concesiones Eléctricas reconoce costos eficientes en todos los segmentos de la industria. En ese sentido, los costos de generación que las empresas de distribución asumen en función de sus contratos de suministro con las empresas de generación deben ser trasladados (pass-through) a sus clientes.

Al presente no es posible trasladar los costos spot a todos los clientes finales, en primer lugar, porque los equipos de medición que son capaces de registrar instantáneamente el consumo de energía, tienen costos que no justifican económicamente su masificación y luego, porque la normativa vigente sólo reconoce dos bloques horarios (punta y fuera de punta), que transmiten parcialmente las señales del mercado para un uso eficiente de la energía.

Solo los clientes de tipo industrial y comercial, en especial los clientes libres, invierten en equipos de medición que les permiten tener tarifas que reflejan las señales del mercado, aunque no en tiempo real, como plantea Schweppe et al. (1987).

Como conclusión de lo señalado, se requiere que además de la esperada implementación de los sistemas de medición inteligente, se establezcan varios bloques horarios de uso de la energía, con opciones tarifarias que implementen tarifas TOU (time of use) para elección de los consumidores.

Un tema adicional que se requiere considerar para entender los problemas descritos en la presente tesis es que los costos de generación en nuestro país tienen carácter nodal⁴, es decir que tiene costos distintos para cada punto del SEIN. Como indican Rothwell & Gomez, (2003, pág. 114), los precios nodales dependen de las características de la red de transmisión, puesto que consideran los costos marginales de las pérdidas de transmisión y, si existe congestión, los costos de una generación extra más costosa.

También señalan la existencia de algunos “defectos” motivados por el cálculo requerido para su determinación: a) los precios nodales son sensibles a los datos; b) la existencia de la congestión que genera diferencias de precios en otras líneas no congestionadas; y c) el flujo de potencia puede a veces ir de nodos de mayor precio a nodos de menor precio, debido a mecanismos no transparentes. Al respecto, se debe precisar que, bajo el marco normativo vigente, los precios nodales se obtienen a partir de la determinación del Precio Básico de Energía, el cual es luego expandido utilizando para ello los “Factores nodales de energía”.

Es del caso precisar que no existe una definición específica de factores nodales de energía; sin embargo, la metodología utilizada para su determinación, descrita en el Procedimiento Técnico N° 07 del Comité de Operación Económica del SEIN, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 179-2017-OS/CD, publicada el 22 de agosto de 2017, indican que su valor refleja las pérdidas y congestión en el sistema de transmisión.

⁴ De acuerdo a la literatura académica, este es de tipo LMP, Locational Marginal Pricing. (Stoft, 2002), (Hogan, 1998)

Conceptualmente, el cálculo de los precios nodales en una determinada barra “i” considera el costo marginal “CMg” de una barra de referencia, empleando la siguiente fórmula:

$$LMP_i = CMg \cdot \left(1 + \frac{dL}{dP_i}\right)$$

Donde:

LMP_i : Precio nodal en el nodo i

CMg : Costo marginal del sistema

$\frac{dL}{dP_i}$: Variación de las pérdidas en las líneas de transmisión debidas a la variación de la potencia inyectada en el nodo i . Conocido como Factor de Expansión de Pérdidas.

Como señalan Rothwell & Gomez (2003), la determinación del factor de expansión de pérdidas es dependiente de la metodología de cálculo empleada (flujo de potencia DC o AC, si es lineal o cuadrática) y los datos considerados. Por lo tanto, su determinación resulta en datos aproximados, no exactos.

2.3 Traslado de Precios de Generación a usuarios finales del servicio eléctrico

De acuerdo a la teoría económica, en condiciones de competencia perfecta el costo de la energía eléctrica debería corresponder al costo marginal del servicio; sin embargo, se reconoce que las tarifas a cliente final no tienen esa característica y por lo tanto se requieren “soluciones de segundo mejor” (Greer, 2011, pág. 14). Si bien la Implementación de tarifas de tipo Ramsey es compleja por la cantidad de información (elasticidades de los consumidores, principalmente) que se requiere para su determinación, se debe rescatar de su definición teórica el objetivo de distribuir los costos fijos o de capacidad entre los consumidores de manera que se minimicen las pérdidas de eficiencia del mercado y se incentive un uso eficiente de la energía, con costos que se aproximen al costo marginal del servicio. Por lo tanto, se considera que no es eficiente introducir distorsiones en los costos de generación.

Una revisión de la experiencia internacional del mecanismo de traslado de precios a usuarios finales del servicio eléctrico, muestra que, en general, los precios de generación son trasladados directamente por el respectivo concesionario de distribución o comercializador eléctrico. En la mayoría de casos provienen de la gestión de compras del comercializador eléctrico o provienen de licitaciones de suministro llevadas a cabo para el respectivo distribuidor eléctrico.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de la revisión de los mecanismos de traslado de precios de generación para usuarios del servicio eléctrico en dieciséis (16) países, incluido el Perú. De la revisión, se puede verificar que únicamente en el Perú se aplica un mecanismo de determinación de precio único de generación para usuarios regulados.

Tabla 6 Determinación del precio de generación y traslado a usuarios finales

País	Mecanismo de Fijación de Precios de Generación	Traslado Directo al Usuario	Mecanismo de Compensación	Subsidios Estatales	Fuente
Perú	Regulados por OSINERG-MIN para usuarios regulados; contratos bilaterales para usuarios libres	Sí, para usuarios regulados; usuarios libres negocian precios	MCUR para usuarios regulados	No se identifican subsidios específicos sobre generación	Banco Mundial (2023)
Brasil	Precios determinados por contratos a largo plazo y mercado spot (PLD) regulado por ANEEL	Sí, con ajustes	No aplica	Subsidios a energías renovables (Programa Proinfa)	PSR Energy Consulting (2024)
Chile	Mercado spot y contratos a largo plazo	Sí, usuarios regulados mediante licitaciones	Ajustes de contratos licitados	Subsidios a clientes vulnerables (tarifa final)	CNE Chile (2024) CNE Chile (2025)
Argentina	Regulados por CAMMESA (subastas y precios estacionales)	No, precios subsidiados	Compensaciones del Tesoro Nacional	Subsidios sobre tarifa final	ENRE (2024) CAMMESA (2024)
Colombia	Mercado spot y contratos bilaterales	Sí, para clientes libres; regulado para regulados	Fondo de Estabilización de Precios	Subsidios a usuarios estrato 1, 2 y 3 (tarifa final)	XM Compañía de Expertos en Mercados (2024) CREG (2013)
México	Híbrido: precios regulados por CFE y mercado spot mayorista	Sí, CFE Suministrador Básico	No aplica	No se identifican subsidios sobre generación	Atlantic Council (2024)
EE. UU.	Varía por Estado: regulado y desregulado; ISOs/RTOs determinan precios	Sí, según regulación estatal	No aplica	Subsidios a renovables (tarifa final)	EPA (2023)

País	Mecanismo de Fijación de Precios de Generación	Traslado Directo al Usuario	Mecanismo de Compensación	Subsidios Estatales	Fuente
Canadá	Regulados y mercados competitivos por provincia	Sí	No aplica	Incentivos a renovables (tarifa final)	Canada Energy Regulator (2023)
Alemania	Mercado mayorista (EEX) y contratos	Sí	Compensación a renovables (mercado de primas)	Subsidios a renovables (componente generación)	Reuters (2023); Wikipedia (2023)
Francia	Regulados (ARENH) y mercado libre	Sí, precios minoristas regulados y libres	CSPE compensa costos de renovables	Subsidios renovables (componente generación)	DLA Piper (2024) CRE (2024)
España	Mercado mayorista OMIE; precios spot	Sí	Ajustes y mecanismos de estabilización	Subsidios a tarifa regulada PVPC	OMIE (2024)
Italia	Mercado mayorista (GME) y precios regulados	Sí	Mecanismos de estabilización de precios	Subsidios a tarifa final para vulnerables	GME (2024)
Reino Unido	Mercado mayorista (N2EX); precios minoristas libres y regulados	Sí	Energy Price Guarantee (compensación estatal)	Subsidios a hogares vulnerables (tarifa final)	OFGEM (2024)
China	Transición hacia mercado; precios de referencia para renovables	Sí	Certificados verdes	Subsidios para renovables (componente generación)	Reuters (2024)
Japón	Regulados por METI y mercado mayorista JEPX	Sí	Subsidios para estabilización	Subsidios a tarifas finales	Argus Media (2024); Renewable Energy Institute (2024)
India	Precios regulados y subastas competitivas para renovables	Sí	Mecanismos de estabilización y pagos diferenciados	Subsidios a generación renovable	CERC India (2024)

De la revisión efectuada, son de interés los casos de Chile y Brasil que comparan los mecanismos de licitaciones de suministro de energía y potencia cuyos precios resultantes son luego trasladados al mercado regulado. Describimos brevemente las características de dichos casos.

2.3.1 Chile

En el año 2004, Chile enfrentó una crisis de desabastecimiento de contratos de suministro para el mercado regulado, similar a la experimentada en Perú. Antes de esta crisis, la metodología utilizada para la determinación del costo de generación y

su traslado a los usuarios regulados en ambos países presentaba una estructura similar, donde los precios de generación se fijaban con base en el costo marginal promedio de largo plazo, proyectado en un horizonte de cuatro años. Dichos valores eran revisados semestralmente e incluían factores como los costos marginales del sistema, el plan de expansión de infraestructura y las proyecciones de crecimiento de la demanda.

Según Mocarquer, Moreno de la Carrera, Moreno & Rudnick (2012), la crisis se generó principalmente por dos factores: a) la interrupción del suministro de gas natural argentino, provocando el incremento en el costo marginal de la energía; y b) modificaciones regulatorias previas, implementadas como respuesta a la sequía extrema de 1998-1999, que introdujeron incertidumbre en el mercado y afectaron la toma de decisiones de inversión en generación eléctrica.

Para afrontar esta crisis, Chile implementó la Ley 20.018 (Congreso de la República de Chile, 2005), conocida como Ley Corta II. Al respecto, Matta, Miranda & Rodríguez (2017), citando a la mencionada Ley, señalan que tiene como objetivo la seguridad del suministro frente a incertidumbres externas en el abastecimiento de combustibles de difícil sustitución inmediata en los mercados internacionales (Matta et al., 2017, pág. 29), mediante de contratos de largo plazo, concedidos en licitaciones conducidas por las empresas de distribución, con precios firmes que son trasladados a los usuarios regulados.

El incremento de los precios a usuario final y clientes libres, la falta de competencia en el proceso de licitaciones y la falta de nuevos participantes en los procesos de subasta realizados dentro del marco de la Ley Corta II, entre otros aspectos (Matta et al., 2017, pág. 42), determinaron en el año 2015, la promulgación de la Ley 20.805 (Congreso de la República de Chile, 2015), modificando el sistema de licitaciones, trasladando la responsabilidad de la conducción de las mismas al regulador.

El marco regulatorio chileno prevé, de modo muy similar al caso peruano, que los contratos de suministro tengan las alternativas de contratación mediante licitaciones y mediante contratos bilaterales.

Los precios de generación de los usuarios regulados del servicio eléctrico se denominan Precios de Nudo Promedio (PNP), introducidos por la Ley 20.018 (Ley Corta II), y son el promedio ponderado de los precios de contratos de suministro a largo plazo (Precios de Nudo de Largo Plazo, PNELP para energía y PNPLP para potencia) y los Precios de Nudo de Corto Plazo (PNECP para energía y PNPCP para potencia) fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2025). Los precios de cada concesionario de distribución son trasladados a sus propios usuarios regulados a través de sus respectivos pliegos tarifarios.

2.3.2 Brasil

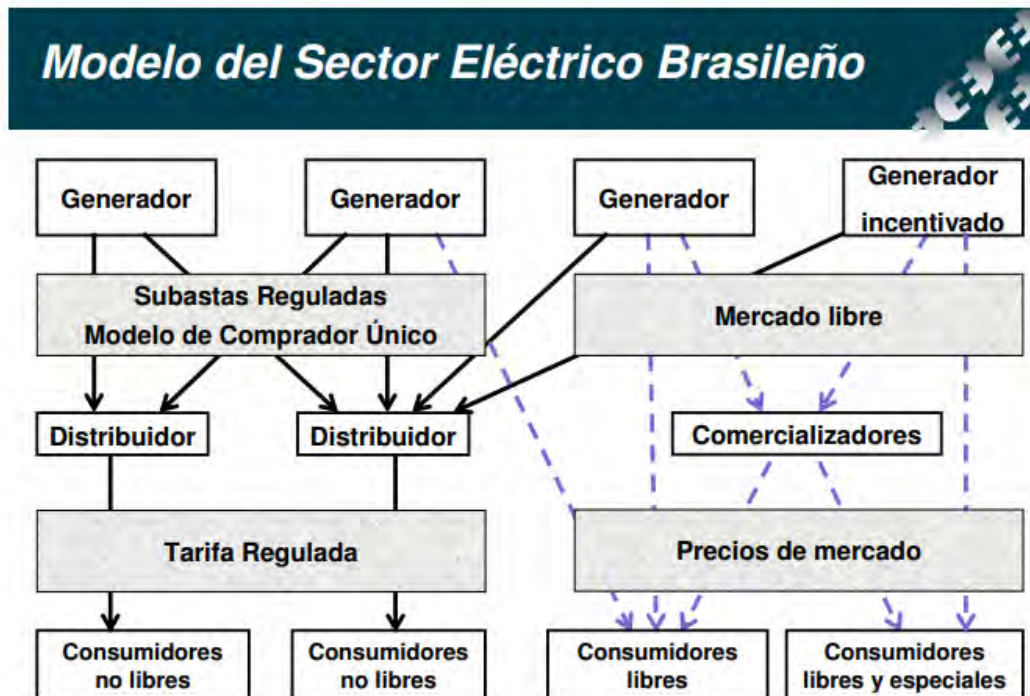
La implementación del esquema de subastas existente en Brasil, es consecuencia de la crisis de racionamiento de energía ocurrida en los años 2001 y 2002, que generó la segunda reforma del sector con la promulgación de la Ley 10848 del año 2004. Hochberg & Poudineh (2018), señalan que la primera reforma del sector electricidad (que significó la privatización de empresas en la década de los 90), no fue suficiente para generar incentivos en inversión en nueva generación que acompañara su creciente demanda, debido a la devaluación de la moneda (el real), los altos costos de capital y que el mercado atendido con generación hidroeléctrica no generaba las señales para la inversión en generación térmica con gas natural, no obstante la implementación de programas de financiamiento con bajo interés y a largo plazo para esta última tecnología.

Indican que para resolver estas fallas, se implementó la contratación del suministro de energía de las empresas distribuidoras mediante subastas, con la obligación de que el 100% de su demanda sea contratado. Se implementó un esquema de planificación centralizada, que permite la diferenciación de la generación existente de una nueva generación, y el tipo de tecnología (renovable o convencional) a contratar.

El sector eléctrico de Brasil se destaca como el más grande de América Latina, con una capacidad instalada que supera significativamente a las de otras naciones de la región. Una característica primordial de su matriz energética es su alto componente renovable, impulsado principalmente por la energía hidroeléctrica, que históricamente ha satisfecho una parte sustancial de la demanda eléctrica del país. El

suministro de energía eléctrica a cliente final en Brasil ha dividido su mercado en dos grupos denominados el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) y el Ambiente de Contratación Libre (ACL), cuyos consumos corresponden al 70% y el 30%, respectivamente, de la energía suministrada (CCEE, 2021).

Figura 7 Modelo de funcionamiento del mercado eléctrico brasileño



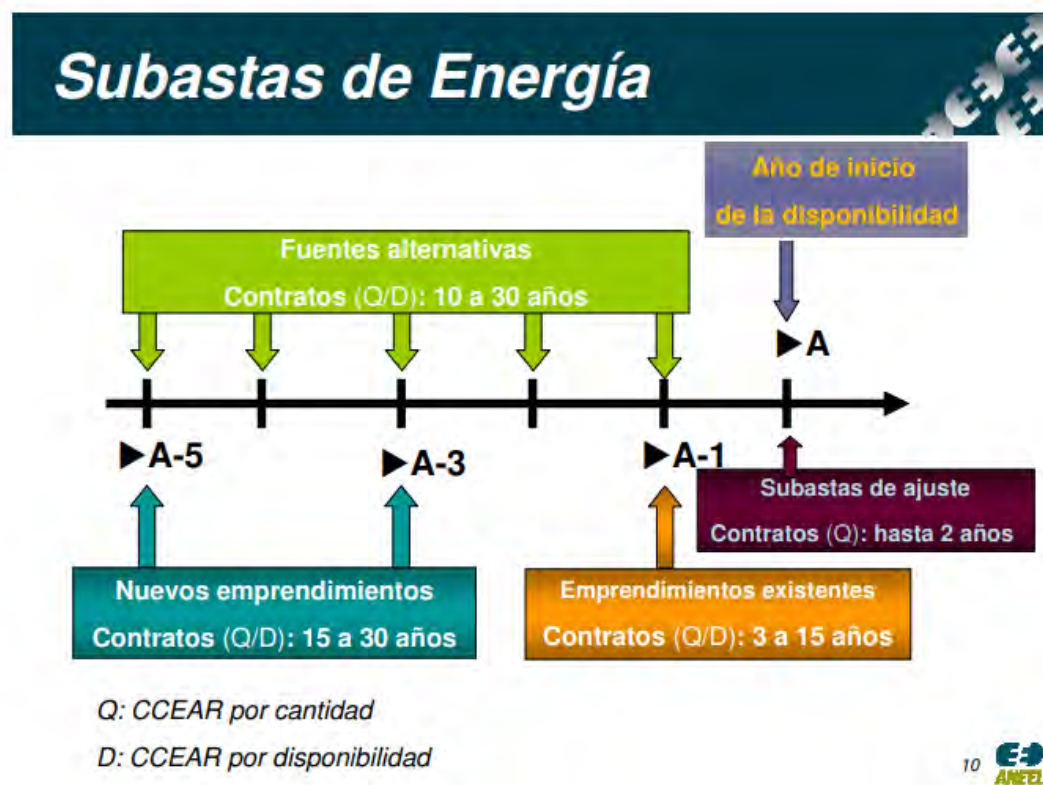
Fuente: Tomado de "El sistema de las subastas en el Brasil", por Santana, E., 2011, página 17. Publicado en ARIAE, (https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-04/08.subastas_brasil_aneel%20.pdf).

Como se muestra en la figura anterior, los clientes regulados son atendidos exclusivamente por las empresas de distribución, las que están obligadas a contratar el 100% de su demanda a través de subastas reguladas. El regulador brasileño, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), se encarga de conducir las subastas cuyas características (tipo de licitación, modalidad y plazos contractuales), son establecidas por el Ministerio de Minas y Energía (MME).

La normativa ha establecido diferentes plazos de contratación según el tipo de inversión que se requerirá para cubrir la demanda de energía: si se requiere la

construcción de nuevas centrales o la ampliación de existentes (LEN, subasta de energía nueva), los plazos de los contratos tendrán entre 15 a 30 años, mientras que en el caso de que no se requiera la construcción de nuevas centrales (LEE, subasta de energía existente), el plazo de contratación será entre 3 a 15 años; cuando se requieren ajustes a la demanda, las subastas consideran contratos de hasta 2 años. Las centrales de fuentes renovables (alternativas) tiene plazos de contratación de 10 a 30 años. Lo descrito se muestra en la Figura siguiente, donde se muestra también que existe un plazo para la entrada en operación de las centrales (1, 3 o 5 años).

Figura 8 Licitaciones de suministro para el mercado regulado de Brasil



Fuente: Tomado de "El sistema de las subastas en el Brasil", por Santana, E. (2011), página 10. Publicado en ARIAE (https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-04/08.subastas_brasil_aneel%20.pdf)

Dentro del ACL, los comercializadores de energía y los grandes consumidores tienen la facultad de negociar acuerdos bilaterales directamente con las empresas generadoras u otros agentes comercializadores autorizados. Estos acuerdos se caracterizan por la libertad en la negociación de sus términos, abarcando aspectos como

el precio, la duración del contrato y el volumen de energía, lo que permite un alto grado de personalización. Es destacable que todos los contratos de adquisición de energía, independientemente de su origen en el ACR o el ACL, deben ser registrados formalmente en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), lo que asegura la transparencia y la supervisión del mercado en su totalidad.

El mercado libre en Brasil fomenta una interacción directa entre los proveedores de energía y los grandes consumidores, posibilitando la creación de acuerdos a medida que responden a perfiles de consumo específicos y a estrategias de gestión de riesgos particulares. El requisito de registro en la CCEE subraya la importancia de la transparencia en todas las transacciones del mercado. Respecto a las tarifas aplicadas a los clientes libres, estas son resultado de los precios negociados en los contratos bilaterales firmados con sus suministradores.

En el caso de los clientes regulados, la facturación debe considerar el precio de generación corresponde a los determinados en los contratos derivados de las subastas reguladas, esto es, el costo es transferido al consumidor. Estos costos pueden ajustarse mensualmente bajo el sistema de “banderas tarifarias”⁵. Adicionalmente se incluyen “encargos sectoriales”, tales como los ingresos para inversiones en energías alternativas (Proinfa). Los costos de transmisión reconocen el valor de las inversiones (base de activos regulatoria) considerando una tasa de retorno (WACC) y los costos operativos; las tarifas de distribución incluyen dos componentes principales; la TUSD (Tarifa de Uso del Sistema de Distribución), correspondiente al pago por el acceso a la red, y la TE (Tarifa de Energía), costo de la energía.

2.4 Subastas de energía

El empleo de las subastas para la asignación de contratos de suministro de energía y la incorporación de energías renovables dentro de la matriz energética del mercado mayorista, se está generalizando a nivel mundial, siendo América Latina la

⁵ Bandeiras tarifárias: verde, amarilla o roja, según no haya cargos adicionales, un cargo adicional por alguna situación del sistema eléctrico como escasez de lluvias o cuando existe un uso intensivo de energías caras.

pionera en este aspecto (Viscidi & Yépez-García, 2020). Tolmasquim et al (2020), en un artículo referido al empleo de las subastas como incentivo para la promoción de energías renovables en los mercados eléctricos, comentan que las subastas introducen “los beneficios de la competencia en ambientes poco competitivos”. Esta calificación de los mercados eléctricos mayoristas es similar a lo expresado por Wilson (2002), que los señala como mercados competitivos imperfectos e incompletos (página 1300).

La teoría de subastas explora el comportamiento estratégico de los participantes y como las diferentes formas de subastas influyen los resultados, tales como ingresos o la eficiencia. De acuerdo a Wilson (2002), el diseño del mercado es importante. Cramton (2003), al analizar mercados mayoristas eléctricos, indica que un buen diseño de mercado requiere un conocimiento profundo de los participantes del mercado, sus incentivos y el problema económico a resolver.

Los mercados eléctricos han implementado dos tipos de subastas: a) las subastas de capacidad, destinadas a asegurar la existencia de suficiente capacidad de generación para satisfacer la máxima demanda de un sistema, denominadas subastas de capacidad; y, b) las subastas de energía, destinadas a proporcionar el suministro de energía a precios competitivos.

En el cuadro siguiente se presenta algunas diferencias entre las subastas de capacidad y de energía:

Tabla 7 Diferencias entre las subastas de capacidad y suministro de energía

Aspecto	Subastas de Capacidad	Subastas de energía
Objetivo	Asegurar la estabilidad del sistema al asegurar la <i>disponibilidad</i> de capacidad	Suministrar <i>energía</i> (MWh) a precios competitivos
Que se contrata	Potencia (MW), disponible durante las horas pico de la demanda	MWh de energía entregada en un periodo (diario, mensual, anual)
Horizonte de tiempo	3 a 5 años antes	Variable; a veces largo plazo (5 a 30 año), especialmente para nueva generación
Quien lo conduce	Operadores de sistema o reguladores (PJM, ISO-NE, Ofgem, por ejemplo)	Distribuidoras, gobiernos o reguladores (ejemplo ANEEL en Brasil o SECI en India)
Mecanismo de Precio	Precio Uniforme o Pay-as-bid	Precio por MWh
Asignación de Riesgo	El generador recibe un pago por estar disponible, no por la entrega de energía	El generador debe suministrar energía; toma riesgos operativos, entrega y combustibles
Ejemplos de Mercado	PJM (USA), UK, Irlanda, Colombia	Brasil, India, Chile, México

Brasil ha implementado subastas de energía que separan tácitamente estos productos, considerando subastas de “energía nueva”, que implica la construcción de nuevas centrales y por lo tanto el incremento de nueva demanda, y subastas de energía “existente”, para el caso de contratos de suministro de energía.

En Chile, respecto a los incentivos para los concesionarios de distribución que participan en el proceso de subastas, Matta et al. (2017) señalan que la Ley 20.018 (2005, Ley Corta II), encargó a las distribuidoras la ejecución de los procesos de licitaciones de suministro de energía (con obligaciones similares a las vigentes en el Perú), considerando que éstas tenían incentivos para obtener menores precios y que tenían conocimiento de su mercado (Matta et al, 2017, pág. 31). Al evaluar los resultados de la Ley Corta II, se indica en dicho documento que no existen incentivos reales debido a que cualquier precio adjudicado es finalmente traspasado al usuario del servicio eléctrico (Matta et al, 2017, pág. 51). Desde la entrada en vigencia de la Ley 20.805, los procesos de subasta son llevados a cabo por la Comisión Nacional de Energía.

En general, la teoría de subastas desarrollada por economistas como Myerson (1981) y Milgrom (1982), indica que las subastas no deberían generar rentas excesivas para los organizadores o participantes más allá de lo necesario para cubrir costos y garantizar la participación, es decir, estas deberían realizarse de manera neutral.

En el caso peruano, los procesos de subastas de energía implementadas por la Ley N° 28832 no se convocan ni realizan a través de un ente u organismo especializado en dichos procesos, siendo OSINERGMIN quien supervisa dichos procesos. Asimismo, dichos procesos no consideran la diferenciación de procesos para centrales existentes de los que se requieren para el ingreso de nuevas unidades de generación. Es de observar que, desde la implementación de las subastas de energía en el Perú, no se han desplegado proyectos de generación nuevos a través de este mecanismo de contratación.

Respecto a una evaluación de las licitaciones de suministro de energía en el Perú, como antecedentes de investigación académica, se ha encontrado los análisis de Ramos & Salinas (2015), Butrón & Cerida (2020) y Olivares (2022). Ramos & Salinas (2015) evalúan los procesos de licitación hasta el año 2015, señalando que

han cumplido con el objetivo de que las empresas de distribución tengan contratos de largo plazo con los generadores, con precios que han sido menores al de la tarifa en barra sólo hasta noviembre 2008.

Indican que el hecho de que las empresas de distribución hayan cubierto en las primeras licitaciones hasta el 95% de sus necesidades, ha tenido como consecuencia que en las siguientes licitaciones, las empresas de generación han tenido menores incentivos para participar. Respecto a la participación de las empresas de distribución y generación en los procesos de licitación, señalan una participación reducida de las empresas de distribución (sólo 11 de 25, 21 según los autores), siendo las privadas más eficientes en la gestión de los procesos de licitación que las empresas estatales. En el caso de las empresas de generación, indican que 21 de 41 han participado en las subastas. Concluyen que los no participantes tienen contratos bilaterales, o (en el caso de los generadores) participan del mercado spot.

De acuerdo a la evaluación de Butrón & Cerida (2020), existe una sobreoferta de generación, problemas en el precio del gas y la existencia de barreras para la participación de las centrales de generación con energías renovables no convencionales que no permiten garantizar el ingreso de nueva generación eficiente. Respecto a la participación de las centrales de generación de energía renovable, proponen la implementación de la licitación por bloques horarios donde la presencia de otros tipos de centrales los eximirían del requisito de contar con potencia firme, habilitando además la posibilidad de firmar contratos bilaterales.

La evaluación de Olivares (2022), indica que las licitaciones de largo plazo han cumplido con la cobertura de la demanda y el precio, al presentarse una reducción del precio medio de adjudicación entre el 2009 y el 2015 (última licitación a la fecha de evaluación). Señala, asimismo, la existencia de sobreoferta de capacidad en generación, que tiene consecuencia en los costos marginales de corto plazo, con la reducción de los precios del Mercado Libre, que no benefician a los usuarios regulados, sujetos a los precios firmes de las subastas. Propone, al igual que Butrón y Cerida (2020) que las energías renovables no estén sujetas al requisito de potencia firme, y que se habiliten mecanismos de contratación en tres (3) bloques horarios con energía firme. Por otro lado, a diferencia de Butrón y Cerida, propone que sea el regulador el encargado de la conducción de las licitaciones.

Cabe precisar que no se ha encontrado estudios que hayan evaluado la eficiencia de la gestión de concesionarias de distribución en las subastas de suministro de energía para el mercado regulado. Por lo indicado, se hacen evidentes diversas oportunidades de mejoras en los aspectos señalados para el caso peruano.

2.5 Licitaciones de suministro de energía y potencia: Experiencia internacional

En general, un proceso de negociación entre partes no siempre garantiza acuerdos de contraprestación eficiente en términos económicos. La literatura académica indica que los mercados competitivos son el ideal de eficiencia para la provisión de bienes y servicios que garanticen una asignación eficiente de costos y beneficios. Por ello, en procura de mejores condiciones de competencia para la provisión de bienes y servicios, son las licitaciones el mecanismo utilizado para alcanzar un resultado más cercano a un contexto de competencia. En particular, en el sector eléctrico, las licitaciones se han utilizado, por ejemplo, para la introducción de inversiones nuevas en generación eléctrica. Al respecto, Tolmasquim et al. (2020) indican que las subastas son una herramienta que permite revelar precios eficientes en presencia de asimetrías de información; además, cuando se utilizan en la asignación de contratos de largo plazo, reducen el riesgo de los inversionistas al proporcionar estabilidad en los ingresos.

A continuación, se proporciona una breve descripción de la experiencia de Colombia, Brasil y Chile, referentes a considerar para el caso peruano y la identificación de mejores prácticas que puedan replicarse en el contexto local.

2.5.1 Caso Colombia: UPME y XM

En Colombia, las licitaciones de suministro eléctrico de largo plazo han sido incorporadas recientemente para promover la diversificación y estabilidad de costos en la matriz energética. Las instituciones involucradas son la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), encargada de la planificación energética y del diseño de subastas a largo plazo, y XM (Empresa del grupo ISA), el operador del mercado

eléctrico mayorista, que actúa como administrador de las subastas. Colombia ya contaba desde mediados de la década de 2000 con un mecanismo de subasta para garantizar la firmeza del suministro (el Cargo por Confiabilidad), pero en 2019 lanzó sus primeras subastas de contratos de energía a largo plazo enfocadas en fuentes renovables no convencionales.

Aspectos de eficiencia y resultados: La primera subasta de energías renovables a largo plazo, realizada el año 2019, es considerada un hito en eficiencia. Se adjudicaron contratos a 15 años para 8 proyectos (eólicos y solares) con un precio promedio ponderado de apenas 27,51 USD/MWh, aproximadamente, 14 dólares por debajo del costo promedio de generación vigente en contratos bilaterales en ese momento.

Este resultado fue notablemente bajo en comparación con precios históricos en el país y con los topes regulatorios establecidos (la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, había fijado precios máximos de 57 USD/MWh individual y 46 USD/MWh promedio, muy por encima de los valores adjudicados). La competencia fue importante: participaron 27 empresas generadoras y 23 comercializadoras en la subasta, logrando una oferta excedente respecto a la demanda objetivo (se ofertaron más de 10.000 MWh/día frente a 12.050 MWh/día requeridos, cubriendo la mayor parte). Además de esta subasta renovable, Colombia realiza subastas periódicas del Cargo por Confiabilidad (última en 2022) a través de XM para asegurar capacidad firme; en ellas, el desempeño se mide por la entrada oportuna de nueva capacidad y el costo de asegurar esa confiabilidad.

Transparencia: Bajo lineamientos del Ministerio de Minas y Energía, publica con anticipación, los criterios de calificación y las reglas del algoritmo de emparejamiento de ofertas. XM actúa como ente independiente que recibe las ofertas en una plataforma electrónica segura y efectúa la adjudicación de forma automática según las reglas establecidas, bajo supervisión de una veeduría externa. Todos los resultados (empresas ganadoras, precios adjudicados, volúmenes) se dieron a conocer públicamente, lo que refuerza la confianza en el mecanismo. Este enfoque transparente está alineado con la normativa colombiana, que exige procesos públicos, abiertos y no discriminatorios. No se han reportado impugnaciones significativas, señal de un proceso percibido como justo.

2.5.2 Caso Brasil: EPE y CCEE

Brasil es pionero en América Latina en el uso de subastas para contrataciones de energía a largo plazo, habiéndolas implementado desde el 2004 como parte de sus reformas del sector eléctrico. Las instituciones clave son la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) –responsable de planificar la expansión y conducir los estudios técnicos de los proyectos ofertados– y la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) –encargada de la operación del mercado y de llevar a cabo materialmente las subastas electrónicas, bajo la regulación de la ANEEL y el Ministerio de Energía (MME)–. Brasil realiza múltiples tipos de subastas cada año: subastas de nueva energía A-3, A-4, A-5, A-6 (donde A-n indica años de anticipación al suministro), subastas de energía existente, subastas de reserva e incluso subastas específicas para recursos como energías renovables o para sistemas aislados.

Eficiencia y resultados: Las subastas brasileñas han logrado en general altos niveles de eficiencia económica, evidenciados por una continua reducción de los precios de generación contratados y una asignación de recursos acorde a las señales de costo. En la última década, Brasil registró algunos de los precios más bajos a nivel mundial para nuevas plantas, gracias a la intensa competencia. Por ejemplo, en 2019 la subasta A-4 adjudicó proyectos solares a un precio promedio récord de R\$ 67,48/MWh (aprox. 17,5 USD/MWh), considerado en su momento el más bajo del mundo para energía fotovoltaica. Este precio resultó de la participación masiva de oferentes –se inscribieron 751 proyectos solares que totalizaban 26 GW de oferta para un requerimiento mucho menor–, lo que demuestra una oferta siete veces superior a la demanda y empujó los precios a la baja por la competencia feroz.

Igualmente, la tecnología eólica en Brasil ha experimentado importantes caídas de precio: en las subastas de 2009-2011 la eólica pasó de ser marginal a ganar grandes volúmenes con precios cercanos a 100 R\$/MWh, y para 2017-2018 registraba valores en el orden de 60-80 R\$/MWh (\approx 20 USD/MWh). El diseño brasileño –con subastas frecuentes por fuente y año de entrega– permite aprovechar las ventanas de costos más bajos de cada tecnología. La capacidad adjudicada suele ser abundante: por ejemplo, las subastas de 2021 contrataron en conjunto más de 49 proyectos de diversas fuentes (solar, eólica, hidro y biomasa) que suman cientos de MW para entrar en 2024-2025. Brasil también ha mantenido una tasa de éxito alta en la

materialización de proyectos adjudicados, en parte gracias a requisitos de garantía y penalidades estrictas.

Tolmasquim et al. (2021) señalan que las subastas deben ser recurrentes, transparentes y predecibles para ser atractivas para la inversión (pág. 14). Con relación al primer requisito, a diciembre de 2024, en el Brasil se han organizado 34 subastas de energía existente, de las cuales una fue cancelada, tres no tuvieron negociación y treinta fueron negociadas, (CCEE, 2025, pág. 4); con relación a las subastas de energía nueva, los boletines dinámicos de la CCEE presentan información para 33 subastas negociadas de 38 subastas convocadas hasta octubre 2022 (CCEE, 2025b). Si la cantidad de subastas realizadas constituyera un indicador positivo de un modelo, se puede considerar que el brasileño es exitoso.

Respecto a la transparencia, a diferencia de las subastas de Chile, Colombia y Perú, el precio por unidad de energía a subastar es anunciado al inicio de la subasta, junto con las tecnologías requeridas, y si estas corresponderán a infraestructura existente o a construir, siendo desconocido el volumen de energía a contratar. Esta particularidad es complementada con un diseño de subastas denominado híbrido, compuesto por una etapa que considera las ofertas de precios, con un ajuste en una segunda etapa de ajuste de ofertas en caso de que los volúmenes superen la cantidad requerida, lo que requiere que los ofertantes vuelvan a presentar propuestas de precios. Dada la recurrencia de las subastas, se ha debido implementar plataformas digitales que optimicen el tiempo de la subasta, lo que también otorga transparencia al proceso.

Transparencia y gobernanza: Las licitaciones en Brasil son altamente estructuradas y transparentes. EPE actúa como organizador técnico, realizando calificaciones previas (por ejemplo, asegurando que cada proyecto tenga viabilidad ambiental inicial, conexiones previstas, etc.) y elaborando el pliego de condiciones, mientras que la CCEE implementa la subasta en sí mediante una plataforma electrónica de negociación.

Todos los pasos –desde la publicación del “*edita*” (términos de referencia) hasta los resultados finales– se difunden públicamente. Las subastas típicamente emplean un formato de subasta descendente por rondas: se anuncia un precio inicial y los

participantes van indicando cantidades hasta que la oferta iguala la demanda, lo que determina un precio de corte; posteriormente se pueden realizar ofertas discriminatorias por debajo de ese corte.

Este mecanismo, aunque complejo, es comprensible para los inversionistas y ha sido auditado en múltiples ocasiones garantizando su fiabilidad. La neutralidad tecnológica se equilibra con categorías separadas por fuentes cuando es necesario (por ejemplo, subastas específicas para renovables vs. térmicas), pero siempre con reglas claras de participación. Un indicador del compromiso con la transparencia es la presencia de observadores independientes y la publicación de informes detallados después de cada evento. De hecho, funcionarios de la ANEEL/EPE han destacado que en 2021 se logró adjudicar energía de todas las fuentes ofertadas con “descuentos significativos” respecto a los precios techo, generando ahorros para los consumidores.

2.5.3 Caso Chile: CNE y Coordinador Eléctrico Nacional

Chile ha desarrollado un modelo de licitaciones eléctricas para clientes regulados que ha sido reconocido internacionalmente por sus resultados en eficiencia y participación de energías renovables. La Comisión Nacional de Energía (CNE) es la entidad reguladora que diseña y convoca las subastas de suministro para las distribuidoras, fijando bases, bloques de energía y precios máximos, mientras que el Coordinador Eléctrico Nacional (operador independiente del sistema) asegura la coordinación técnica del suministro adjudicado y la operación segura del sistema eléctrico.

A mediados de la década de 2010, Chile introdujo importantes innovaciones legales (Ley de Licitaciones 2015) para hacer sus subastas más competitivas, tales como ampliar la duración de los contratos (de 15 a 20 años), escalonar el inicio de suministro, y permitir bloques horarios específicos, lo que facilitó la entrada de nuevos actores renovables.

Eficiencia y resultados: El punto culminante fue la licitación eléctrica del año 2016, cuyos resultados marcaron récords de eficiencia. En ese proceso (Licitación 2015/01 resuelta en 2016) se adjudicó el 100% de la energía licitada (12.430

GWh/año por 20 años desde 2021) a un precio promedio de apenas 47,6 USD/MWh, lo que representó una caída de ~40% respecto al precio promedio de la licitación previa (2015). Fue calificada como “un promedio histórico” en los titulares de prensa locales.

Este precio tan bajo, inédito para contratos de largo plazo en Chile, se atribuye a varios factores de eficiencia: la alta competencia (participaron 84 empresas oferentes que presentaron 686 ofertas económicas, ofertando en conjunto alrededor de 85.278 GWh/año, equivalentes a siete veces la demanda licitada), la entrada agresiva de nuevos generadores renovables (solares y eólicos) dispuestos a ofrecer descuentos significativos, y un diseño de bloques horarios que permitió a cada tecnología ofertar en las horas de su mayor ventaja comparativa.

Los resultados aseguraron la incorporación de 2.200 MW de nueva capacidad renovable para 2021-2022, diversificando enormemente la matriz chilena. Incluso empresas tradicionales (Endesa/Enel) compitieron a la baja con su generación existente, dada la presión competitiva. La eficiencia conseguida en 2016 se mantuvo en la siguiente licitación de 2017, adjudicada a un precio promedio aún menor (alrededor de 32,5 USD/MWh, aunque con menor volumen licitado). No obstante, tras esos éxitos, Chile experimentó un periodo sin nuevas subastas hasta 2021, en parte debido a un exceso de contratos adjudicados y menor crecimiento de demanda; en la licitación retomada en 2021, los precios promedios subieron ligeramente (\approx 34 USD/MWh) por condiciones de mercado diferentes, pero confirmando que siguen siendo muy competitivos en comparación internacional.

Transparencia y diseño institucional: La transparencia ha sido un pilar del modelo chileno. Cada licitación es precedida por consultas públicas sobre las bases, se publican todos los documentos relevantes (incluyendo los precios tope calculados a partir de los costos marginales esperados, metodologías, etc.), y el acto de adjudicación se realiza de manera pública y notoria (el de 2016 ocurrió en un acto público en el Centro Cultural Estación Mapocho, con asistencia de autoridades, prensa y participantes).

La apertura de las ofertas económicas se hace en sesión pública y los resultados se comunican inmediatamente, incluyendo detalles de adjudicación por bloque.

Además, la creación en 2017 del Coordinador Eléctrico Nacional –organismo independiente que sustituyó al CDEC, dotado de mayores facultades– aseguró la neutralidad operacional posterior, aunque la subasta en sí sigue siendo gestionada por la CNE. La licitación de 2016 destacó por la entrada de numerosos actores internacionales, lo cual fue posible gracias a la confianza generada por reglas claras (p. ej., contratos estandarizados con bajo riesgo de contraparte, y un arbitraje internacional en caso de disputas).

2.6 Aspectos conceptuales para la evaluación del desempeño de agencias

Las licitaciones de suministro eléctrico (también conocidas como subastas eléctricas) son un mecanismo ampliamente utilizado para contratar nueva generación a largo plazo buscando resultados competitivos. A nivel internacional, numerosas agencias y dependencias gubernamentales tienen el encargo de llevar a cabo este tipo de procesos en el objetivo de: i) asegurar el abastecimiento al menor costo posible; ii) fomentar la competencia entre generadores; iii) garantizar la transparencia en la adjudicación; y, iv) beneficiar a los consumidores con tarifas justas.

A continuación, se desarrolla una revisión de criterios de evaluación de desempeño de las agencias encargadas de licitaciones de suministro eléctrico. Se complementa dicha revisión, con una breve revisión de la experiencia de este tipo de agencias y una propuesta de evaluación de desempeño de este tipo de agencias. Al respecto, se presentan estudios de caso de cuatro países: Colombia (agencias UPME y XM), Brasil (agencias EPE y CCEE) y Chile (agencias CNE y Coordinador Eléctrico Nacional).

2.6.1 Criterios generales de evaluación del desempeño

En la literatura académica no se ha prestado atención específica a la evaluación del desempeño de las agencias encargadas del suministro eléctrico, siendo una aproximación a dichos temas el trabajo de (Mathieu y Valenzuela, 2025), que analizan y evalúan la gobernanza de las agencias encargadas de licitaciones de energía renovable mediante cinco índices: regulación (índice de regulación), regulación privada

(índice de regulación privada), coordinación (índice de coordinación), concentración de influencia (índice de concentración) y el tipo de actores líderes (índice de influencia del actor).

Otro estudio relacionado a la evaluación de desempeño de las agencias encargadas de las subastas de energía, es el trabajo de Olivares (2022), que describe y evalúa el mecanismo de licitaciones de suministro de energía implementado en el Perú y describe diversas oportunidades de mejora en la organización, diseño y resultados de las subastas de corto plazo del periodo comprendido entre el 2006 y 2009, observando, entre otros, que algunos procesos tuvieron bajo nivel de cobertura y otros fueron declarados desiertos, permitiendo de este modo el develamiento del precio de reserva como en el caso de la Licitación Edelnor-Luz del Sur del año 2007, la que fue convocada seis (6) veces, permitiendo el develamiento del precio de reserva en cinco (5) oportunidades (Olivares, 2022, págs. 43,44).

Asimismo, señala que las concesionarias de distribución tienen preferencia por el uso de contratos bilaterales en lugar de los procesos de licitación de corto plazo, debido al esfuerzo requerido para llevar a cabo la subasta, a la falta de incentivos por la contratación anticipada en los procesos de corto plazo y a la integración vertical de generación y distribución observada en algunas empresas (Olivares, 2022, págs. 55,56).

Dada la falta de incentivos para un diseño adecuado de subastas o la introducción de mecanismos de innovación en dichos procesos, consideramos que se hace necesario el establecimiento de criterios de evaluación de desempeño de la agencia encargada de los procesos de licitación, como herramienta de política, con la finalidad de permitir ajustes en el diseño organizacional con el objetivo de alcanzar los objetivos de competencia, eficiencia en los procesos de licitación de suministro del mercado regulado. Debemos precisar que en la actualidad no existe en el Perú una agencia u organismo institucionalizado que tenga el encargo de llevar a cabo los procesos de licitación de suministro, en cambio, en cada oportunidad de un proceso de licitación, se le encarga la responsabilidad de la conducción del proceso a un comité designado y conformado por representantes de las empresas de distribución eléctrica que convoca su respectivo proceso de licitación.

Por lo indicado, se proponen, como aporte inicial, el uso de dos indicadores o criterios de evaluación de desempeño, considerando objetivos gubernamentales, de diseño institucional y regulatorios. Estos son los siguientes:

- **Eficiencia económica y competitividad:** Conceptualmente, una licitación eficiente logra precios competitivos gracias a la participación de múltiples oferentes y al diseño adecuado del mecanismo de subasta. El diseño de cada subasta debería ser en el tiempo un espacio de innovación e introducción de las mejoras observadas en la literatura académica y en la experiencia de países de la región. Respecto al diseño de subastas de energía, Hochberg & Poudineh (2018), afirman que las subastas son complejas y deben planificarse y administrarse prudentemente, analizando los éxitos y fracasos de otros, identificando las buenas prácticas y la literatura existente, , adaptándolas y adoptándolas. Respecto, a la introducción de prácticas innovadoras, Niewerth, Vogt y Thewes (2022), describen que, en Europa diversos criterios de evaluación adicionales al precio fueron introducidos en los procesos de licitación de proyectos de infraestructura; sin embargo, sin un adecuado sustento, resultando en diversos litigios y demora en la ejecución de proyectos. Por lo indicado, proponen el uso del Análisis Envoltante de Datos para la adjudicación de contratos y la incorporación de un marco teórico de decisiones, con la finalidad de desarrollar un método fiable y objetivo, que coadyuve al desempeño de las agencias públicas y que permita conseguir la ejecución de infraestructura en los objetivos de desarrollo sostenible.
- **Transparencia, neutralidad y gobernanza:** La transparencia implica que el proceso de licitación sea claro, abierto y predecible, con reglas definidas ex ante y accesibles para todos los participantes. Esto abarca la publicación de los criterios de evaluación, la supervisión por entidades independientes, la ausencia de favoritismos y la aplicación uniforme de las reglas. La evaluación de este factor se realiza utilizando la identificación del número de impugnaciones o quejas o encuestas de percepción de los agentes del sector y público en general. Al respecto, Matta et al. (2017) sobre los procesos de licitación de suministro para el mercado regulado, recomiendan que los mecanismos de evaluación y adjudicación deben de ser establecidos y detallados en las bases, debiendo cumplir con los principios de transparencia y no discriminación

arbitraria, favoreciendo de este modo la competencia. Asimismo, señalan que las estrategias de participación deberían contemplar, destacando como fundamentales la transparencia y el acceso a la información durante el proceso.

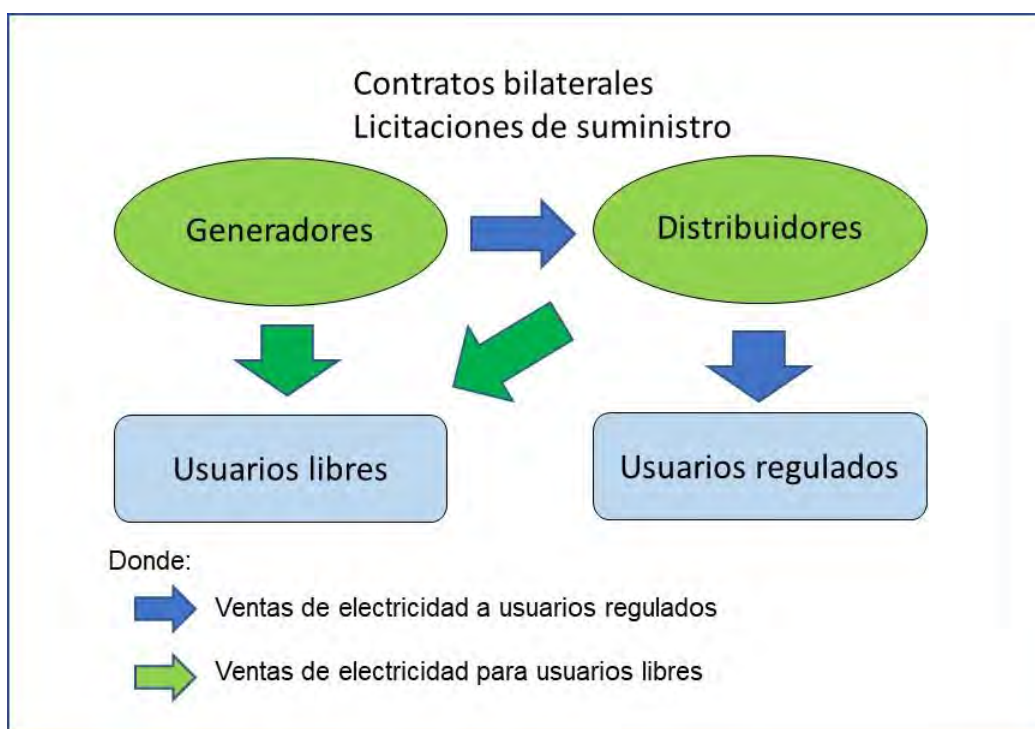
En la práctica, estos criterios están interrelacionados. Una subasta con alta transparencia tiende a atraer más participantes, elevando la competencia y logrando mayor eficiencia en precios. A su vez, precios más bajos en las adjudicaciones generalmente implican menores tarifas futuras. Aunque no es materia del presente trabajo realizar una evaluación de eficiencia de las subastas o licitaciones, se debe señalar que en el Perú no existe un repositorio de la información completa de cada uno de los procesos de licitación llevados a cabo; en ese sentido, la recomendación señalada en este acápite tiene la finalidad de institucionalizar la recopilación de información completa de cada proceso de licitación.

Cabe precisar no existe registro o repositorio oficial de las ofertas presentadas en cada proceso de licitación llevados a cabo desde la introducción de la Ley 28832 dado que los comités designados eran autónomos y no hubo obligación expresa de trasladar la información que acopiaron en cada oportunidad a alguna institución pública. Este es un aspecto a corregir que debería y forma parte de las razones para la creación de la agencia encargada de los procesos de licitación del suministro para el mercado regulado.

2.7 Evolución del Mecanismo de Formación de Precios en el Mercado Regulado

La siguiente figura presenta los diferentes tipos de contratos de compra y venta de electricidad dirigidos a usuarios finales, ya sean libres o regulados, conforme al marco normativo vigente. En este contexto, es importante señalar que los usuarios regulados adquieren su suministro eléctrico a través de concesionarios de distribución. A su vez, los concesionarios de distribución eléctrica obtienen la energía y potencia necesarias para atender el mercado regulado a través de las dos modalidades previstas normativamente: i) mediante contratos negociados bilateralmente con otros concesionarios de distribución, respetando como precio máximo los precios en barra, o ii) a través de procesos de licitación para el suministro de energía y potencia.

Figura 9 Venta de electricidad a usuarios finales



Fuente: Elaboración propia

Actualmente, cerca del 84 % de la energía destinada a usuarios regulados ha sido contratada mediante licitaciones de suministro principalmente a largo plazo, lo que permite garantizar estabilidad en el abastecimiento y previsibilidad en los costos.

Por otro lado, un aspecto clave del mercado regulado es que los usuarios no tienen la posibilidad de negociar directamente con los generadores para obtener condiciones de compra más favorables. En su lugar, deben aceptar el precio regulado, el cual no depende directamente de la eficiencia o capacidad de negociación de su concesionario de distribución; en cambio, este precio se determina como un precio único ponderado de todos los contratos de suministro del SEIN, en una barra de referencia denominada “Barra Lima”, y se denomina “Precio a Nivel Generación”.

En los inicios de la reforma del sector eléctrico en 1993, los precios del suministro de energía y potencia en el mercado regulado se establecían en función de los precios en barra, fijados periódicamente por OSINERGMIN. Aunque este mecanismo no estaba exento de críticas y presentaba ciertas imperfecciones, permitía una transmisión directa de los costos de generación desde los distribuidores hacia los usuarios finales del servicio eléctrico.

Sin embargo, la crisis de contratos de suministro en el mercado regulado en 2004 evidenció la necesidad de modificar este sistema de fijación de precios. En respuesta, se implementó una reforma normativa que culminó con la promulgación de la Ley N° 28832 (2006), la cual introdujo el Precio a Nivel Generación y el Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN.

Con la implementación del Precio a Nivel Generación, se eliminó el traslado directo de los costos de generación desde los distribuidores hacia sus respectivos usuarios regulados. De este modo, el Precio a Nivel Generación es un valor obtenido del promedio ponderado de los precios de generación de todos los contratos de suministro de los concesionarios de distribución operando en el SEIN. Dicho precio, al tratarse de un valor promedio, de los precios de generación de todas las barras del SEIN, de contratos que consideran diferentes horizontes de tiempo de vigencia, pactados en contextos diferentes de precios, afectan la señal de precios de generación para cualquier barra de referencia del SEIN.

2.8 La segunda Reforma del Sector Eléctrico

2.8.1 Crisis de contratos de suministro para el mercado regulado 2004

En 2004, el mercado eléctrico peruano enfrentó una crisis de contratos de suministro en el mercado regulado. En aquel momento, las empresas generadoras se mostraban reacias a suscribir nuevos contratos de suministro debido al riesgo asociado a la diferencia de precios entre la Tarifa en Barra y el Costo marginal Spot.

Respecto a la crisis de contratos, Luyo (2012) describe que en el año 2004, se produjo una crisis de suministro de energía eléctrica, que se manifestó en el incremento de los costos marginales de hasta cinco veces en relación al año previo, siendo sus causas principales, el factor climático coyuntural (la sequía), que afectó a los sistemas de generación hidroeléctrica; la imprevisión de las instituciones del sector eléctrico y los fuertes indicios de poder de mercado en el mercado mayorista de generación eléctrica (pág. 78).

García (2004) complementa la descripción observada el año 2004, describiendo que en el sistema eléctrico peruano de ese momento los contratos de los generadores

representaban solamente un compromiso financiero, toda vez que la producción de cada unidad generadora dependía de las decisiones que tomaba el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) a fin de minimizar el costo de abastecimiento. Por tal motivo, las divergencias entre los compromisos contractuales asumidos por los generadores y su nivel de producción efectivo debían ser subsanadas comprando energía al costo marginal del sistema, lo que en períodos secos implicaba incurrir en importantes pérdidas financieras, siendo este riesgo inherente a la firma de un contrato, salvo que se tuviese suficiente capacidad de generación incluso en los períodos críticos.

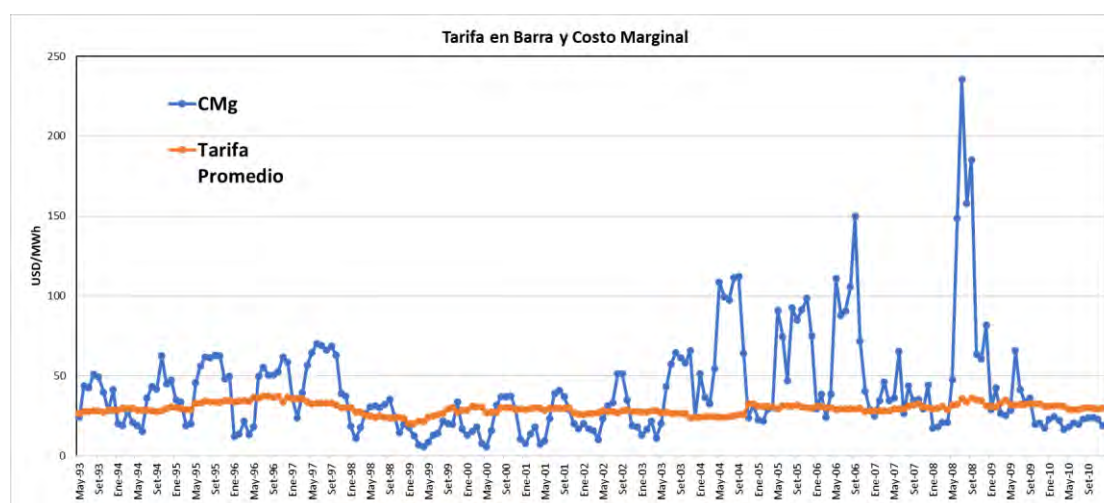
Tal como se describe en los testimonios anteriores, el Precio en Barra, fijado por OSINERGMIN, era la referencia de costos de generación para el mercado regulado. Sin embargo, este valor permanecía prácticamente invariable entre periodos de revisión, sin reflejar las fluctuaciones del mercado de corto administrado por el COES. Esta diferencia de precios se convirtió en un problema crítico cuando, en 2004, los costos del mercado de corto plazo se elevaron muy por encima de la Tarifa en Barra. Como resultado, muchas empresas generadoras optaron por no firmar contratos de suministro con las distribuidoras eléctricas, lo que agudizó la crisis.

El incremento abrupto de los precios en el mercado spot durante 2004 se debió, principalmente, a dos factores:

1. Bajos niveles de recurso hídrico, que redujeron la oferta de generación hidroeléctrica.
2. Aumento en los precios internacionales del petróleo, lo que encareció la generación termoeléctrica y elevó los costos en el mercado Spot.

Debido a esta situación, los concesionarios de generación se negaron a suscribir contratos con las empresas de distribución para abastecer el mercado regulado, profundizando la crisis.

Figura 10 Evolución de precio básico de energía de los precios en barra y costos marginales (May. 1993 – Set. 2010)



Fuente: COES. Elaboración propia.

En respuesta a la crisis, el 30 de diciembre de 2004 se promulgó la Ley N° 28447, la cual modificó diversos artículos del Decreto Ley N° 25844 (Ley de Concesiones Eléctricas) con el objetivo de implementar soluciones temporales para la problemática de los contratos de suministro. Asimismo, la Primera Disposición Final de la Ley N° 28447 estableció la creación de la Comisión para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, encargada de elaborar un proyecto de ley que considerara los siguientes aspectos:

- Incorporar mecanismos de mercado en la contratación de suministro eléctrico.
- Establecer mecanismos de mitigación de precios mediante precios firmes.
- Promover nuevas inversiones en generación.
- Fomentar la competencia en el mercado eléctrico.
- Definir criterios para la interconexión internacional de electricidad.

El resultado del trabajo de esta Comisión fue la elaboración del proyecto de ley que finalmente dio origen a la Ley N° 28832, la cual introdujo importantes reformas en el sector eléctrico peruano.

2.8.2 La Ley N° 28832

La segunda gran reforma del sector eléctrico en Perú se inició con la promulgación de la Ley N° 28832, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 23 de julio de 2006, denominada "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" (en adelante, Ley 28832). Esta normativa tuvo como principal objetivo crear incentivos para garantizar el abastecimiento oportuno de energía a los usuarios regulados del servicio público de electricidad, evitando así problemas similares a los ocurridos en 2004, cuando la crisis de contratos de suministro afectó al mercado regulado. Hasta antes de la aprobación de la Ley 28832, la única modalidad de contratación de energía y potencia para el mercado regulado era a través de contratos bilaterales, cuyo precio de referencia eran las Tarifas en Barra. Estos contratos no podían pactarse a valores superiores a los precios en barra vigentes al momento de la contratación. Dichas tarifas eran establecidas por el organismo regulador OSINERGMIN, mediante un proceso regulatorio periódico. El principal problema de este esquema radicaba en la metodología utilizada para fijar las Tarifas en Barra, la cual se actualizaba cada seis meses. Sin embargo, este mecanismo no permitía prever con precisión la evolución de los costos marginales de la generación eléctrica, lo que generaba desajustes financieros para los generadores del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En consecuencia, las variaciones en los costos marginales del mercado Spot (mercado de corto plazo) provocaban tanto excesos como déficits de ingresos en las empresas generadoras.

Ante esta situación, la denominada "crisis de los contratos de suministro" impulsó una revisión del marco regulatorio del sector eléctrico, que culminó con la promulgación de la Ley 28832. Esta nueva normativa introdujo una serie de cambios destinados a mejorar la eficiencia del mercado eléctrico y la seguridad en el suministro de energía para los usuarios regulados.

- Incorporó el sistema de "Licitaciones de energía"⁶ como una alternativa para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica para el mercado regulado, el cual

⁶ Capítulo Segundo de la Ley 28832.

está conformado a diciembre de 2024 por aproximadamente 9 314 662 usuarios regulados en el SEIN, que representan el 99,96% del total de clientes del sector eléctrico y que consumen aproximadamente el 37% del total de distribuida a usuarios finales del servicio público de electricidad del SEIN⁷.

- Creó mediante su artículo 29° el “Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados”⁸ (en adelante MCUR), con la finalidad de trasladar los precios de contratos de suministro, obtenidos de las licitaciones y los obtenidos a partir de contratos bilaterales, hacia las tarifas que finalmente pagan los usuarios regulados por el servicio eléctrico⁹, es decir, determinar el Precio a Nivel Generación (en adelante “PNG”). Además, el MCUR tiene por finalidad compensar las diferencias entre los diversos precios de generación que pagan los concesionarios de Distribución por la energía destinada hacia sus usuarios regulados, es decir, permite compensar la diferencia entre el costo de generación que paga cada Distribuidor respecto a lo que recauda de sus usuarios regulados a través de la aplicación del PNG.

Posteriormente, con la finalidad de cumplir lo señalado en el mencionado Artículo 29° de la Ley 28832, fue aprobado¹⁰ el denominado “Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN¹¹” (en adelante “Reglamento”), el cual dispuso en su Artículo 2° que OSINERGMIN apruebe los procedimientos necesarios para calcular el Precio a Nivel Generación y determinar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación. Finalmente, en cumplimiento de lo señalado en el Reglamento, mediante Resolución OSINERGMIN N° 180-2007-OS/CD, publicada el 27 de abril de

⁷ Cifras obtenidas de la publicación “Información Comercial del 2024”, Información Técnica Comercial (Base de datos) del SICOM, al cuarto trimestre 2024, disponible en:

https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_COMERCIAL2024_4TRI_02042025.rar

⁸ De acuerdo a lo en el Artículo 29° de la Ley 28832, mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM, publicado el 06 de abril de 2007, se aprobó el “Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN”.

⁹ De acuerdo a lo señalado en el artículo 63° de la Ley N° 25844, las tarifas máximas a los usuarios regulados comprenden: a) Los Precios a Nivel Generación; b) Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y, c) El Valor Agregado de Distribución.

¹⁰ Mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM, publicado el 06 de abril de 2007,

¹¹ SEIN.- Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

2007, OSINERGMIN aprobó la norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados” (en adelante “Procedimiento”), que es la norma bajo la cual OSINERGMIN realiza la liquidación trimestral del MCUR, determinando los Precios a Nivel Generación y el correspondiente programa de transferencias trimestrales. Es importante destacar que existe poca bibliografía disponible sobre los aspectos metodológicos y la descripción detallada del MCUR. Aún más escasa es la información que analice en profundidad los problemas surgidos tras su implementación y las distorsiones que ha generado en la señal de precios de generación dentro del mercado regulado. El presente estudio tiene como propósito identificar y describir las principales deficiencias del MCUR, así como proponer mejoras que no solo permitan mitigar los problemas actuales, sino que también faciliten una transición eficiente ante una eventual introducción de la actividad de comercialización en el mercado eléctrico. Asimismo, se busca analizar cómo el MCUR podría potenciar los beneficios de los sistemas de medición inteligente, con el objetivo de mejorar la experiencia y el impacto del servicio eléctrico en los usuarios finales.

2.9 Contratos de Suministro para el mercado regulado

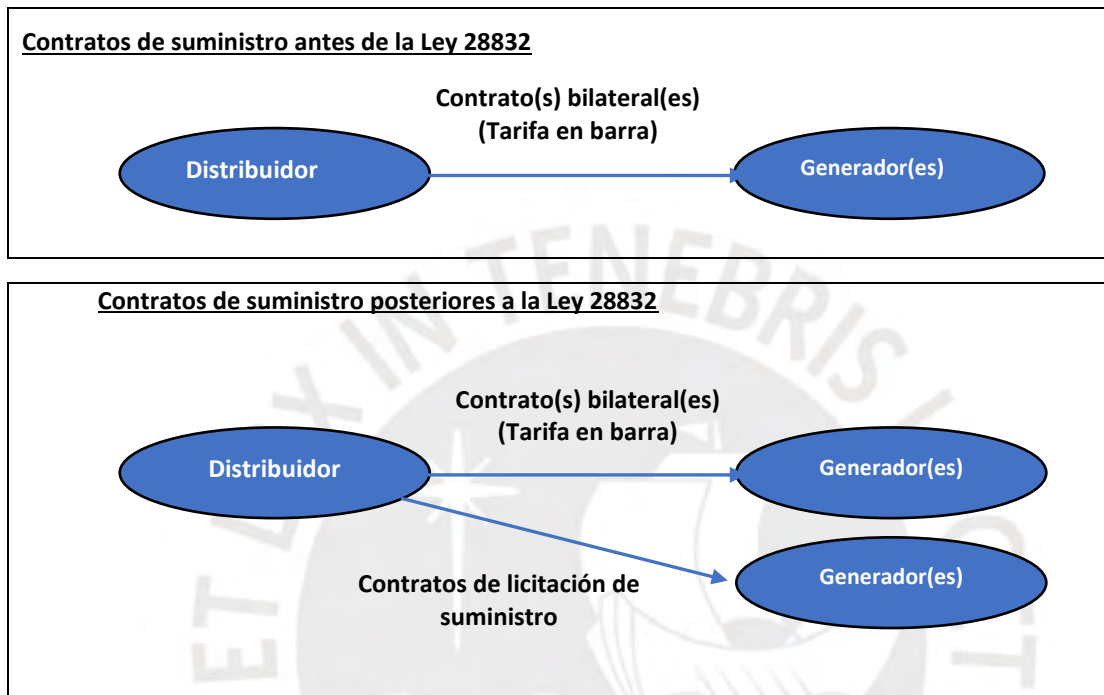
Como se mencionó anteriormente, el denominado mercado regulado está compuesto, hasta diciembre de 2024, por el 99,96 % del total de clientes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este mercado es abastecido por las empresas de distribución eléctrica, que actúan como intermediarias entre los generadores y los usuarios finales.

Con el objetivo de mejorar la eficiencia en el abastecimiento de energía para los usuarios regulados, la Ley 28832, en su Capítulo Segundo, introdujo el sistema de licitaciones para la contratación de suministro eléctrico. En este contexto, el Artículo 3° de la ley establece que las ventas de electricidad de los generadores a los distribuidores, destinadas al servicio público de electricidad, deben realizarse a través de dos modalidades:

- a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no pueden exceder los Precios en Barra establecidos por el regulador.

- b) Contratos adjudicados mediante Licitaciones, en los que el precio de la energía se determina a través del proceso de adjudicación, mientras que el precio de la potencia se fija en función del Precio Básico de Potencia vigente en la fecha de la licitación, conforme a lo estipulado en las Bases de Licitación.

Figura 11 Esquema de opciones de contratación del suministro del mercado regulado



Elaboración propia.

Como resultado de esta reforma, a partir de julio de 2006, las empresas distribuidoras obtuvieron la facultad de elegir entre contratar el suministro de energía mediante el sistema de licitaciones o a través de contrataciones bilaterales, ampliando así sus opciones para garantizar la seguridad y eficiencia del abastecimiento eléctrico a los usuarios regulados.

2.10 El Sistema de Licitaciones Peruano

La Ley 28832 define a la Licitación como el “proceso de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitará la suscripción de contratos con las características que se señalan en el artículo 8 de la presente Ley” (Congreso de la República del Perú, 2006, artículo 1, definición 15). Asimismo, establece los plazos de contratación y desarrolla las características de los

contratos. Cabe precisar que los artículos respecto a los aspectos antes indicados han sido modificados recientemente mediante la Ley 32249 publicada el 19 de enero de 2025.

La versión actual de la Ley 28832 establece los siguientes plazos de inicio de licitación y duración de contratos (Congreso de la República del Perú, 2025, artículo 5):

- a) Que las licitaciones de largo plazo son iniciadas por el distribuidor con una anticipación mínima de tres años, con un plazo contractual máximo de quince años de duración.
- b) Que las licitaciones de mediano plazo son iniciadas por el distribuidor con una anticipación mínima de dos años, con un plazo contractual máximo de cinco años de duración.
- c) Que las licitaciones de corto plazo son iniciadas por el distribuidor con una anticipación mínima de un año, con un plazo contractual máximo de tres años de duración.
- d) Que los porcentajes máximos de requerimiento para cubrir la demanda total de los usuarios regulados del distribuidor, para los plazos indicados en el presente artículo son establecidos en el reglamento.
- e) Que los contratos sin licitación del distribuidor se pueden suscribir hasta los límites de participación y según las condiciones que establezca el Reglamento de la Ley 28832.

Por otro lado, respecto a las modificaciones en las condiciones de los contratos derivados de un proceso de licitación (artículo 8 de la Ley 28832), se tiene que el plazo máximo de los contratos en el literal I se ha reducido a 15 años (el límite establecido para los contratos de largo plazo) y en el literal II se ha retirado la obligación de que los precios de potencia sean iguales al Precio Básico de Potencia vigente, siendo este último el límite superior. Cabe aclarar, respecto a la duración del contrato y la reducción de precios durante su vigencia, se mantiene la posibilidad de modificación con la aprobación de OSINERGMIN y la obligación de los distribuidores de transferir el 50% de las reducciones a los usuarios regulados finales, respectivamente.

Además, el artículo 4° de la Ley 28832 señala que es el distribuidor eléctrico el que debe hacer expresa su intención e interés de convocar a un proceso de licitación y está, además, obligado a incorporar a otros distribuidores eléctricos que deseen participar en dicho proceso, conforme a lo que se determine en el Reglamento¹².

Finalmente, con relación a los procesos de licitación, el distribuidor eléctrico que inicie un proceso de licitación es responsable de preparar las bases del proceso, así como de conducirlo. Las bases del proceso de licitación deben incluir los términos y condiciones del proceso y la proforma de contrato, siendo OSINERGMIN el encargado de la revisión y aprobación de las bases y de la supervisión del proceso, vigilando que, durante el desarrollo del proceso, no se afecte la libre competencia o exista abuso de posición de dominio de mercado entre empresas vinculadas.

Es del caso precisar que es OSINERGMIN el encargado de establecer un precio máximo para la adjudicación de los contratos. En cada proceso de licitación, dicho precio máximo se mantiene en reserva y en custodia de un Notario Público durante el proceso de licitación, haciéndose público únicamente en caso de que no se obtenga ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo.

A la fecha, las empresas de distribución han realizado 8 licitaciones, a partir del año 2009, siendo la última convocada en el año 2023 y adjudicada en junio del año 2024, como se muestra en el cuadro siguiente. Se observa una reducción en el precio medio contratado respecto a las primeras licitaciones, convocadas para incentivar la oferta de generación; se observa, asimismo, que en ningún caso se ha convocado licitaciones de corto plazo.

¹² El Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 052-2007-EM, publicado el 14/10/2007.

Tabla 8 Licitaciones - Cuarta Disposición Complementaria Transitoria Ley 28832

Año	Licitación Cuarta Disposición Complementaria Transitoria Ley 28832	Convocatoria	Fecha	Cubierto	Precio Promedio de Adjudicación	Precio Máximo de Adjudicación	
2006	Distriluz – ElectroSur	1	18.12.06	99,20%	9,11	9,12	
		1	18.12.06	70,30%	9,11	9,12	
	Luz del Sur – Electro Sur Medio (ELSM)	2	16.03.07	Desierto	-	No revelado	
		Total		70,30%	9,11		
2007	Edelnor – Luz del Sur	1	06.09.07	66,70%	10,31	10,83	
		2	18.11.07	13,10%	10,51	10,75	
		3	06.12.07	Desierto	-	10,35	
		4	27.12.07	15,80%	10,27	10,4	
		5	28.02.08	3,50%	9,62	10,15	
		6	31.03.08	0,90%	9,52	No revelado	
		Total		100%	10,3		
	Luz del Sur – ELSM - Edecañete	1	13.12.07	74,30%	10,29	10,56	
	Coelvisac	1	27.12.07	Desierto	-	No revelado	
		2	12.02.08	Desierto	-	No revelado	
		3	08.04.08	Desierto	-	No revelado	
		4	09.05.08	Desierto	-	No revelado	
		5	30.05.08	Desierto	-	No revelado	
	2008	Hidrandina – Electronoroeste – Electrocentro - Electro Ucayali	1	04.01.08	Desierto	-	No revelado
			2	28.02.08	Desierto	-	No revelado
3			31.03.08	19,10%	9,93	No revelado	
4			30.04.08	3,30%	10,13	10,5	
Total			22,40%	9,96			
Electro Sur Este – SEAL – ElectroSur – Electro Puno		1	04.01.08	Desierto	-	No revelado	
		2	31.03.08	Desierto	-	No revelado	
		3	28.04.08	Desierto	-	No revelado	
Electro Sur Medio		1	24.10.08	Desierto	-	No revelado	
		2	01.12.08	Desierto	-	No revelado	
		3	12.01.09	Desierto	-	No revelado	
Luz del Sur - Edecañete		1	22.10.08	30%	12,87	13,2	
		2	12.12.08	Desierto	-	No revelado	
		Total		30%	12,87		
2009		Hidrandina - Electronoroeste - Electronorte - Electrocentro - SEAL - Electro Puno - Electro Sur Este	1	30.01.09	Desierto	-	11,28
			2	27.02.09	8,10%	11,44	11,7
			3	02.06.09	21,90%	10,66	No revelado
	Total		30%	10,87			
2009	Edelnor	1	26.03.09	Desierto	-	12,3	
		2	03.06.09	80%	12,17	13,1	
		3	22.07.09	12%	12,92	13,1	

Año	Licitación Cuarta Disposición Complementaria Transitoria Ley 28832	Convocatoria	Fecha	Cubierto	Precio Promedio de Adjudicación	Precio Máximo de Adjudicación
		Total		92%	12,3	
2009	Luz del Sur	1	04.06.09	8,20%	12,99	13,1
		2	23.09.09	39,50%	12,6	12,8
		Total		47,70%	12,67	
	Electro Tocache	1	21.08.09	Desierto	-	No revelado
	Electro Sur Medio	1	24.08.09	Desierto	-	No revelado

Fuente: OSINERGMIN

Tabla 9 Licitaciones de largo plazo Ley 28832

Año	Licitación Numeral 5.2 de la Ley 28832	Convocatoria	Fecha	MW Licitado	Cubierto	Precio Promedio de Adjudicación	Precio Máximo de Adjudicación	
2009	Edelnor, Luz del Sur, Edecañete, Electro Sur Este, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electro-puno y Electro sur	1	14.04.10	1 212,849	100%	11,12	No revelado	
		Total			100%	11,12		
	Edelnor, Luz del Sur, Electro Sur Este, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electro Puno y Electro sur	1	14.04.10	662,255	100%	11,68	No revelado	
		Total			100%	11,68		
	Edelnor, Luz del Sur, Electro Sur Este, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electro Puno y Electro sur	1	14.04.10	649,889	100%	12,18	12,50	
		2	02.09.10		0%	9,97	No revelado	
		Total			100%	12,18		
	Hidrandina, Electronoroeste, Electronorte, Electrocentro y Coelvisac	1	04.06.09	558,138	95%	11,51	12,80	
		2	02.09.10		5%	11,20	No revelado	
		Total			100%	11,46		
	2010	Luz del Sur, Edelnor, Edecañete, Electro Oriente y Electro Dunas	1	18.11.10	669,560	100%	10,86	No revelado
			Total			100%	10,86	
Electro Dunas		1	21.02.11	29,890	100%	11,17	No revelado	
		Total			100%	11,17		
2011	Luz del Sur S.A.A., Edelnor S.A.A. y Edecañete S.A.	1	15.12.11	388,000*	91,8%	10,58	11,67	
		2	01.06.12		8,2%	11,09	No revelado	
		Total			100%	10,62		

Fuente: OSINERGMIN

CAPÍTULO III: PROBLEMAS Y OPORTUNIDADES DE MEJORA AL PNG Y MCUR

En este capítulo se describe con amplio detalle los criterios y procedimiento de determinación del PNG y el resultado de la aplicación del MCUR, para luego, desarrollar la descripción de los efectos contingentes más relevantes identificados, transcurridos casi veinte años desde su creación.

3.1 Problemática de un precio único de generación

La Comisión MEM-OSINERG (2005) justificó la creación de un Precio a Nivel Generación único para el SEIN en el objetivo eliminar las diferencias de precios entre usuarios regulados originadas por el resultado de las licitaciones (p. 123). Sin embargo, el objetivo de equidad de dicho precio único para el SEIN, no se sustentó ni justificó técnicamente.

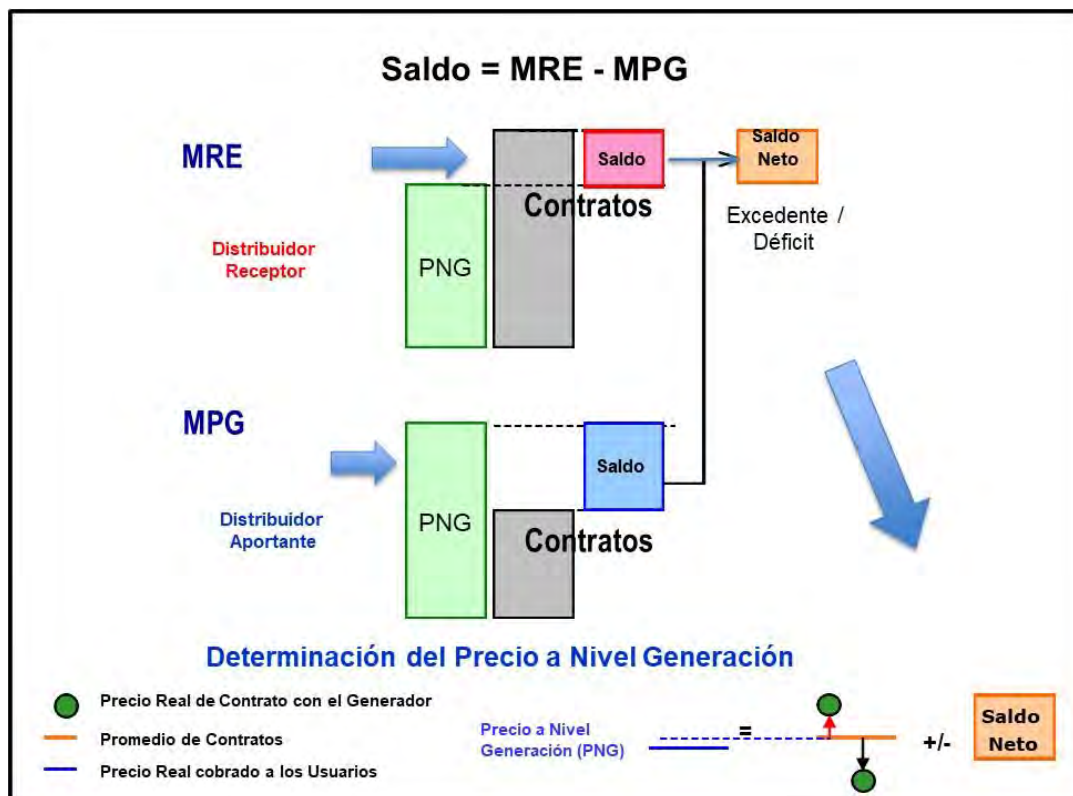
En la revisión de prácticas similares en países de América y Europa, no se ha identificado el uso de un precio único a nivel generación obtenido como el promedio ponderado de los precios de generación de los concesionarios de distribución, como sí se ha establecido en el caso del Perú.

La Ley 28832 (2006) ha determinado que, para los usuarios regulados el Precio Único a Nivel Generación sea determinado como el promedio ponderado de los precios de todos los contratos de suministro de los concesionarios de distribución del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. A modo descriptivo, la Figura 12 muestra conceptualmente el procedimiento de determinación de dicho precio y del mecanismo de compensación necesario para la no afectación de los concesionarios de distribución. En el ejemplo, con fines ilustrativos, se asume que existen 2 empresas de distribución, cada una de ellas con precios de energía y potencia diferentes y con potencia contratada distinta. En este caso, ocurrirá lo siguiente:

- El PNG determinado será un valor intermedio entre los precios promedio ponderado de cada concesionario de distribución.

- Cada empresa facturará sus pliegos tarifarios utilizando el PNG, pero la recaudación será diferente como consecuencia de las diferencias del mercado de energía que cada una atiende.
- Al final de un periodo (mes), ocurrirá que una de ellas recaudará mayor ingreso que el necesario para asumir el costo de sus contratos de suministro (excedentaria) y la otra no podrá cubrir los costos de sus contratos de suministro.
- Debido al tiempo necesario para el procesamiento de la información de facturación a usuarios finales del servicio eléctrico, la información respectiva es enviada al regulador el mes siguiente de ocurrida dicha venta (mes $t+1$).
- Posteriormente, el regulador recibe la información en el mes " $t+1$ " y requiere de un plazo para su procesamiento y determinación de la liquidación. Dados los procesos internos de aprobación, el resultado de la liquidación es comunicado en el mes " $t+2$ ".
- En consecuencia, es en el mes " $t+3$ ", en el que las concesionarias deficitarias reciben las transferencias necesarias para cubrir sus obligaciones contractuales. Mientras las transferencias correspondientes al mes " t " no estén disponibles, las empresas deficitarias tienen que financiar los requerimientos para atender sus obligaciones del mes t , $t+1$ y $t+2$.
- En el caso de las empresas superavitarias, se genera la oportunidad de disponer de dinero que puede financiar obligaciones de pago de otros rubros. Cabe precisar que el dinero tiene que estar disponible a la fecha en la que OSINERGMIN determina las transferencias. Estos aspectos se analizan más adelante de forma más detallada.

Figura 12 Esquema de determinación del PNG y MCUR



Fuente: OSINERGMIN

Lo descrito resume de modo conceptual y simplificado la complementariedad del PNG y MCUR. Sin embargo, la aplicación cotidiana del cálculo del PNG presenta diversos criterios, supuestos y formulación, que es una aproximación a una liquidación real de costos e ingresos de cada concesionario de distribución. Estos aspectos no han sido tratados en la literatura académica; sin embargo, generan externalidades negativas que se describen más adelante, las mismas que deberían ser corregidas.

Por otro lado, desde la perspectiva económica, siendo que el mercado de generación es un mercado en competencia, los precios de generación objetivos deberían de resultar de mecanismos de competencia efectivos como es el caso de las licitaciones de suministro. Estos precios, que representan una señal de mercado, deberían luego ser trasladados hacia los usuarios regulados sin intervención administrativa.

De este modo, en su aplicación, como parte de la estructura de costos de generación, transmisión y distribución de una determinada ubicación del SEIN, estos precios serían una señal de eficiencia para los agentes y para los usuarios finales del servicio eléctrico, una señal de escasez o abundancia. Sin embargo, la intervención

administrativa que representa el Precio a Nivel Generación único para el SEIN, distorsiona esta señal de precios.

De este modo, a partir de la entrada en vigencia de la Ley 28832, el precio de generación perdió cualquier referencia marginalista. En adelante, es un precio determinado por un procedimiento basado en supuestos de cálculo y la determinación de un promedio ponderado de precios de contratos de suministro en una barra de referencia denominada Lima, que no existe físicamente. Es decir, si bien es cierto que los precios resultantes de licitaciones provienen de la oferta de distintos generadores, ofertando precios en las barras de compra del distribuidor, la determinación de un PNG único como promedio ponderado de todos esos precios origina que dicho precio pierda completamente cualquier referencia marginal de su precio de origen.

Por otro lado, los precios de generación corresponden a diferentes periodos de contratación, lo que también afecta el PNG como referencia de precio. En general, desde la perspectiva económica, los precios de generación en cada punto del SEIN deben reflejar los costos marginales asociados a dicho punto, siendo los precios en barra el proxi más cercado de dicha referencia. Si todos los precios de generación para el mercado regulado en el SEIN se promedian, se genera una señal equivocada o distorsionada del costo de generación en cada punto del sistema.

Respecto a la determinación de los precios en barra, desde el año 2011 hasta el año 2024, las revisiones anuales del Precio en Barra realizadas por Osinergmin, han resultado menores en más del 10% respecto del precio promedio de licitaciones, motivo por lo cual fueron reajustados, es decir, incrementados a fin de cumplir lo señalado en la tercera disposición complementaria de la Ley 28832, que establecía que el Precio en Barra que fija Osinergmin, no debía diferir, en más de diez por ciento (+/-10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento. Cabe precisar que la segunda disposición complementaria de la Ley 28832 ha sido modificada por el artículo 1° de la Ley 32249, publicada el 19 de enero de 2025. Desde el año 2025, el precio en barra a nivel generación que fija el Osinergmin no puede diferir en más de 10 % del promedio ponderado de los precios de las licitaciones y de los contratos de los usuarios libres, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el reglamento, no obstante, la revisión de precios realizada en el proceso de fijación

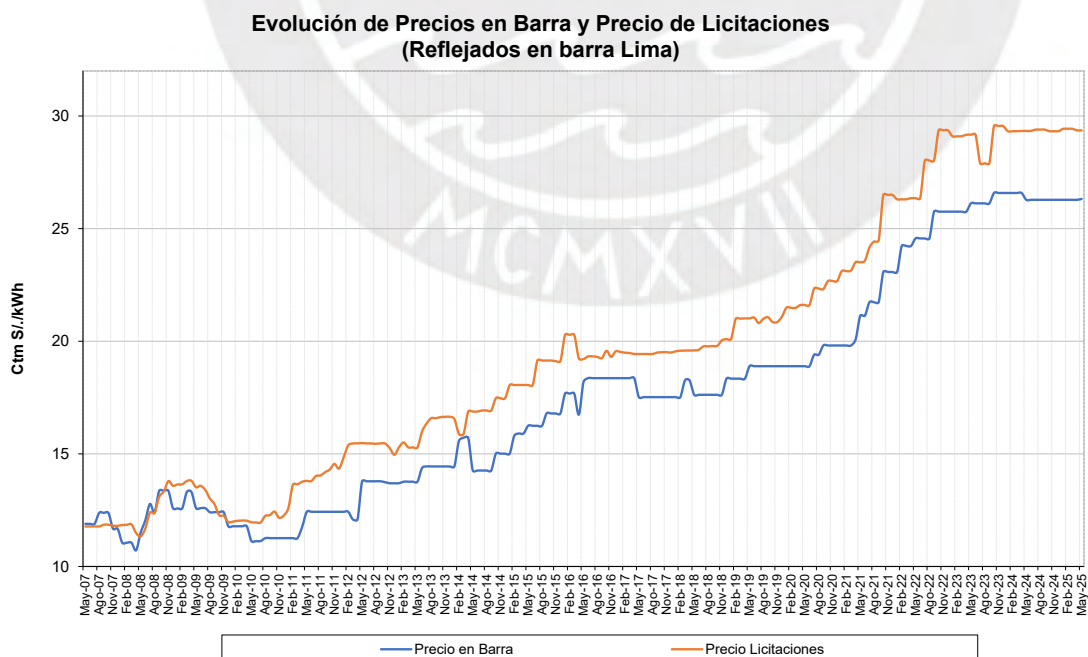
de tarifas en barra 2025, el precio en barra también ha sido reajustado con la finalidad de estar a una diferencia de 10% respecto del precio promedio de precios del mercado libre y de licitaciones, tal y como se muestra en el siguiente cuadro extraído de la página 66 del Informe N° 225-2025-GRT.

Figura 13 Comparación Precio Ponderado vs Teórico

	PPM S//kW-mes	PEMP Ctm. S//kWh	PEFP Ctm. S//kWh	
Ponderado Licitaciones	29,79	28,36	23,15	
Ponderado Libres	25,26	15,45	14,81	
Barra Teórico	21,58	11,45	10,61	
Precio Licitación	4,825	24,108	28,93	Ctm. S/ /kWh
Precio Libre	4,092	14,925	19,02	Ctm. S/ /kWh
Precio Ponderado			21,80	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	3,496	10,764	14,26	Ctm. S/ /kWh
Comparación			0,6542	Teórico/(Licitación + Libre)
Factor de Ajuste			1,4976	

En la siguiente figura se muestra la evolución de los precios en barra y precios de licitaciones.

Figura 14 Evolución de precios en barra y precios promedio de licitaciones



Fuente: Osinergmin. Elaboración propia

En la figura anterior, se puede observar que la divergencia real de los precios de licitaciones respecto de los precios en barra para el periodo mayo 2007 a mayo 2025. Según lo que se documenta en los procesos de regulación de tarifas en barra, desde el año 2011 hasta el año 2025, los precios en barra determinados con el modelo Perseo, han sido significativamente menores a los precios de licitaciones de suministro; sin embargo, en aplicación de un criterio normativo (tercera disposición complementaria de la Ley 28832), ha sido ajustado (incrementado) a fin de diferir en 10% respecto del precio promedio de licitaciones. Al respecto, en el Anexo F se muestran el comparativo de precios en barra y precio promedio de licitaciones, del periodo 2007-2025.

Figura 15 Estadística descriptiva de la evolución de precios (Mayo 2007-Mayo 2025)

Estadístico	PNG	Precio Licitaciones	Precio en Barra
Media	19,25	19,37	17,46
Error típico	0,40	0,39	0,34
Mediana	18,99	19,31	17,52
Moda	22,10	19,14	18,89
Desviación estándar	5,94	5,69	4,95
Varianza de la muestra	35,31	32,39	24,53
Curtosis	-0,99	-0,90	-0,86
Coefficiente de asimetría	0,44	0,45	0,56
Rango	20,04	18,21	15,87
Mínimo	10,46	11,34	10,72
Máximo	30,51	29,55	26,59
Suma	4 177,89	4 203,99	3 789,80
Cuenta	217	217	217
Nivel de confianza(95,0%)	0,80	0,76	0,66

Dado que tanto los precios en barra como los precios del PNG se expanden a las barras del SEIN mediante los factores nodales¹³ aprobados por Osinergmin, la evaluación de precios y su dispersión en el tiempo, en la barra Lima, muestran que el comportamiento del PNG está marcado principalmente por la evolución de los precios de licitaciones. Asimismo, se observa que el precio en barra, que representa la señal de mercado de precios de generación, tiene una distorsión originada por la necesidad

¹³ Artículo 48° Ley 28832, Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

de llevarla a la franja de 10% respecto de los precios de licitaciones. De este modo, la dispersión real del Precio en Barra sería menor a la determinada en el cuadro anterior.

Por otro lado, como ejemplo de las distorsiones a la señal de precios originadas por el Precio a Nivel Generación único para el SEIN, se describe a continuación lo señalado en el proyecto de reglamento de generación distribuida publicado mediante Resolución Ministerial 439-2024-MINEM-DM, en noviembre de 2024. En los literales a), b) y c) del numeral 13.2, artículo 13 de dicho proyecto, se observan inconsistencias originadas por la existencia de varias señales de precios de generación.

Al respecto, la alternativa a) del proyecto propone que los proyectos de generación distribuida vendan sus excedentes en el mercado de corto plazo del SEIN, lo que no es técnicamente factible ni económicamente atractivo, dados los costos actuales de equipos de generación fotovoltaico y la limitación de capacidad de inyección (hasta 200 kW).

Por otro lado, la alternativa b), que propone la venta de excedentes mediante contratos de suministro con distribuidores, solo sería posible si los precios pactados fueran a Precios en Barra o menores. Las limitaciones de este tipo de contratos estarían por el lado de la capacidad de generación ofrecida y por los costos de generación del proyecto fotovoltaico que se estima están por encima del Precio en Barra.

Finalmente, la alternativa c), que propone la compensación de inyecciones mediante el precio de generación de la respectiva opción tarifaria, plantea un desincentivo para los concesionarios de distribución superavitarios del Precio a Nivel Generación y de su Mecanismo de Compensación, ya que tendrían que asumir un costo de generación mayor al precio contratado con sus suministradores, lo que no sería económicamente atractivo para dichos concesionarios.

Si bien es cierto, el objetivo de ofrecer tarifas estables para los usuarios regulados fue determinante para la implementación del Precio a Nivel de Generación (PNG) único para el SEIN, consideramos que el establecimiento de dicho precio único no se justifica técnicamente. Por otro lado, en el momento de la promulgación de la Ley 28832, los aspectos relacionados a la equidad de tarifas ya estaban (y continúan

cubiertos en la actualidad) con la Ley 27510, Ley que creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), y desde el año 2016, con la Ley 30468, Ley que crea el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial.

En general, se observa que el precio único de generación distorsiona la señal económica de precios. No se ha encontrado justificación técnica ni económica para promediar los precios de generación de todos los concesionarios del SEIN tal y como está establecido en la actualidad. Esta es una práctica que no se ha identificado en ningún país de la región, ni en los países referentes en Europa y América del Norte.

3.2 Metodología de cálculo compleja que genera asimetrías de información

La complejidad metodológica de traducir diversos precios de licitaciones, en distintas barras del SEIN, en diversos niveles de tensión, con distintas condiciones topológicas de red son determinantes para la efectividad y neutralidad de un mecanismo de compensación que compense a los distribuidores para asumir sus diversos costos de contratos de suministro. Esta dificultad es una de las causas relevantes de los efectos adversos identificados en el presente trabajo

Por lo indicado, en el objetivo de determinar un precio único de generación, tanto el Reglamento del Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2007-EM (2007), y la norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 180-2007-OS/CD y modificatorias, han establecido diversos criterios y premisas, que aunque proporcionan un método de cálculo del Precio Único a Nivel Generación y determinación de transferencias económicas entre concesionarios de distribución, han terminado también afectando la señal de precios de generación. Entre otros, podemos indicar los siguientes:

- Se define a la Barra Lima como Barra de Referencia del mecanismo de compensación, en la cual el factor nodal de energía es 1,00. La Barra Lima no es una barra real, en cambio, se ha establecido que representa al conjunto de barras constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa

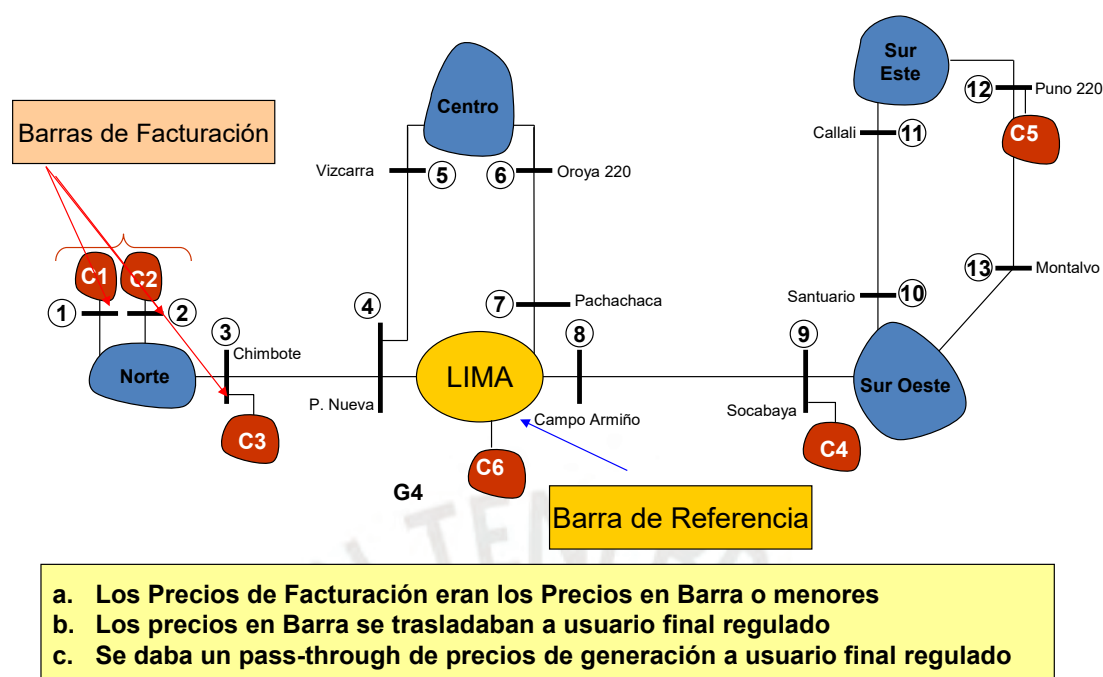
220 kV y San Juan 220 kV, tal y como se indica en la Resolución 639-2007-OS/CD, publicada el 27 de octubre 2007.

- Todos los precios y cantidades de energía y potencia provenientes de los contratos de suministro para el mercado regulado se trasladan a Lima, utilizando para ello los factores nodales de potencia y energía, que representan las pérdidas de potencia y energía en el SEIN. Este supuesto, que es una aproximación discutible de lo que ocurre en la realidad, además, tiene implicancias en el resultado de liquidación y transferencias determinadas por OSINERGMIN.
- El precio a nivel generación determinado en la barra Lima como el promedio ponderado de los precios de contratos de suministro de todo el país es reflejado luego a cada barra del SEIN utilizando los factores nodales anteriormente indicados.
- El precio a nivel generación se afecta por el resultado de la liquidación de periodos pasados. De este modo, el precio trasladado a cada barra incorpora saldos provenientes de periodos pasados. Esto también, afecta la señal de precios de generación de cada barra del SEIN.

A continuación, se explican los aspectos metodológicos que le dan complejidad al PNG y MCUR, así como incrementan la asimetría de información respecto del verdadero costo de generación de cada concesionario de distribución y potenciales beneficios debido a la intervención administrativa para determinar el PNG y la liquidación de costos de generación de cada concesionario de distribución eléctrica.

Al respecto, las siguientes figuras describen esquemáticamente los cambios introducidos en la formación de precios de generación para usuarios regulados del SEIN, empleando un esquema simplificado del sistema eléctrico nacional que muestra algunas barras de generación relevantes.

Figura 16 Precios de Generación a usuario final regulado del SEIN antes de la Ley 28832

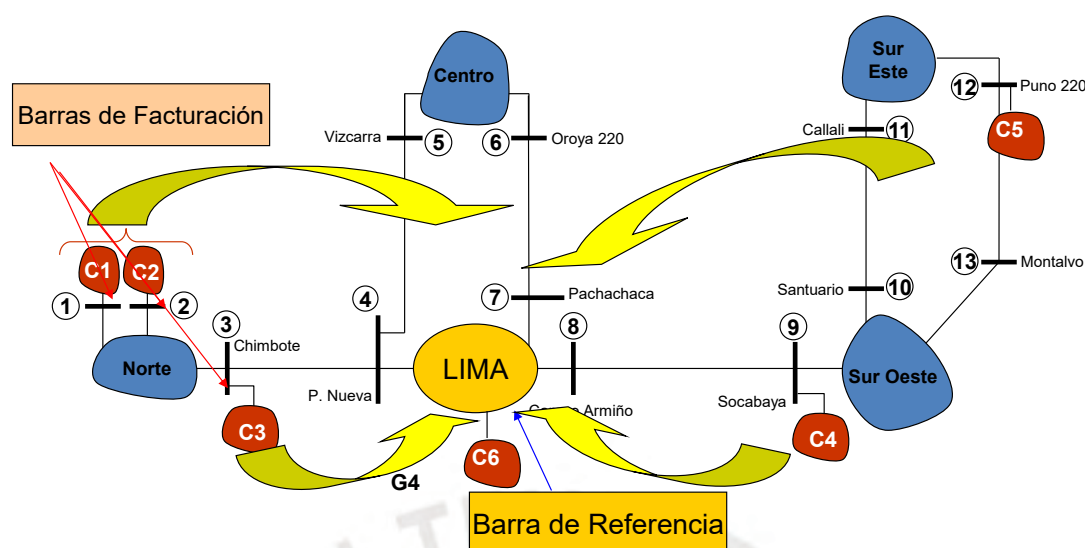


Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

En la figura anterior, se muestra que bajo el marco normativo anterior a la Ley 28832, cada distribución trasladaba a sus usuarios los precios en Barra, los cuales eran determinados por OSINERGMIN semestralmente, sobre la base de criterios marginalistas, pero para un horizonte de mediano y largo plazo. El hecho de no incorporar ajustes del mercado de corto plazo ante variaciones significativas de precios en este mercado fue la razón por la cual dio la crisis de contratos de suministro que motivó la promulgación de la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación.

En cambio, a partir de la Ley 28832, los precios se determinan ahora como el promedio de todos los contratos de suministro de las distribuidoras en el ámbito del SEIN. Dichos contratos están suscritos en diferente horizonte temporal. ¿Cómo se consigue dicho promedio? El criterio establecido fue llevar los precios de cada punto de compra utilizando los factores nodales aprobados por OSINERGMIN. Los factores nodales son las pérdidas estándar de energía y potencia determinados por OSINERGMIN para la expansión de las Tarifas en Barra. Este criterio es discutible toda vez que estos factores nodales se determinan anualmente, estableciendo condiciones de equivalencia que no guardan relación con los considerados en la determinación de precios adjudicados en los contratos provenientes de licitaciones.

Figura 17 Precios de Generación a usuario final regulado del SEIN después de la Ley 28832



- a. Los Precios de Facturación se reflejan a Lima utilizando los Factores Nodales y de Pérdidas vigentes.
- b. Todos los precios de facturación se promedian en Lima, este es el PNG
- c. Luego el PNG se expande a cada barra de referencia utilizando los Factores Nodales y de pérdidas vigentes.

Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

Además de lo señalado respecto a la Barra Lima, que no representa un lugar físico en el SEIN, el PNG determinado es luego expandido a cada barra del SEIN utilizando los mismos factores nodales de potencia y energía determinados en el proceso regulatorio de tarifas en barra. De este modo, el precio PNG expandido a cada barra del SEIN diluye la eficiencia de precios de algunos distribuidores con las ineficiencias de precios contratados por otros.

Por otro lado, se debe precisar que cada tres meses OSINERGMIN realiza un proceso de liquidación de precios de contratos de suministro y un ajuste del Precio a Nivel Generación. De este modo, en cada oportunidad de liquidación de costos, tanto la energía como la potencia facturada en las barras de compra es reflejada a la barra Lima utilizando los factores nodales de potencia y energía.

Asimismo, se asume que los ingresos por PNG equivalen a la multiplicación del PNG en barras de compra multiplicado por la energía de compra, simplificación que reconoce el costo de las pérdidas no técnicas de los distribuidores. Por otro lado, la facturación de la potencia considera que el distribuidor logra colocar toda la potencia contratada, lo cual no es un hecho verificable.

Lo anteriormente descrito, origina que el verdadero ingreso por concepto del PNG no sea visible ni identificable por los agentes y, por lo tanto, existirán distribuidores que recauden más de lo que están transfiriendo como exceso o de lo que se ha determinado como déficit.

Los volúmenes de información involucrados y los cálculos aplicados determinan que el PNG y su mecanismo de compensación (MCUR) generen abundante información periódica, sin embargo, esta información no es completa, como se ha indicado, y no permite determinar con exactitud lo recaudado mediante la aplicación del PNG, así como la cuenta real de costos de generación de cada concesionario de distribución. De este modo, se genera involuntariamente asimetría de información que no permite evaluar y cuantificar con certeza afectación o beneficio.

Por lo indicado, dada la complejidad metodológica que representa el PNG y MCUR, se considera necesario un cambio metodológico o conceptual del PNG actual. Al respecto, tomando en cuenta lo observado en la experiencia internacional, un cambio conservador sería pasar a un esquema como el de Chile, en donde sí existe un pass-through de precios de generación y en donde su mecanismo complementario solo sirve para verificar el traslado de precios y, complementariamente, compensar en parte los precios de generación de los sistemas con costos de generación por encima de una referencia máxima.

3.3 Incentivos a ganancias no previstas en el marco normativo

Las licitaciones de suministro se incorporaron con mecanismo de contratación de corto, mediano y largo plazo para el suministro de energía del mercado regulado. El Decreto Supremo 052-2007-EM (2007), publicado el 14 de octubre de 2007, aprobó el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad. En dicho Reglamento se precisan diversos aspectos para llevar a cabo los procesos de licitación de suministro para el mercado regulado. En particular, respecto a los contratos de suministros, el artículo 7 solo señalaba el requisito de un “contrato modelo” y no precisaba ni establecía restricciones respecto de su contenido. De este modo, esta omisión se ha convertido en una posibilidad de acuerdos económicos adicionales, que podrían escapar a los criterios o espíritu de la Ley y su Reglamento.

Esta posibilidad ya se ha evidenciado. Los vacíos normativos en torno a los acuerdos contractuales han sido aprovechados por algunas concesionarias de distribución eléctrica para obtener beneficios extraordinarios, adicionales a lo estipulado en la Ley N° 28832, su Reglamento y Procedimiento. Este hecho ha sido documentado en el Informe Técnico DSE-UGSEIN-256-2016, contenido en la Resolución OSINERGMIN N° 179-2016-OS/CD, donde se identificaron contratos de suministro para el mercado regulado con cláusulas que favorecían indebidamente a ciertas empresas distribuidoras, como Electrocentro, Electronoroeste, Hidrandina, SEAL, Electro Puno y Electro Dunas. En el citado informe se detalla la lista de empresas involucradas y los montos asociados a estas prácticas.

Figura 18 Transferencias no previstas en el marco normativo de licitaciones de suministro para el mercado regulado

PAGOS POR INTERMEDIACION EFECTUADOS POR GENERADORES S/.				
Empresa Distribuidora	Intermediario	Venta	IGV	Facturado
ELECTROCENTRO	ENSA	6,778,909.83	1,220,203.69	7,999,113.52
ELECTRONOROESTE	ENSA	37,559,838.49	6,760,770.93	44,320,609.42
HIDRANDINA	ENSA	19,237,304.06	3,462,894.24	22,700,198.30
SEAL (Soc. Electrica del Sur Oeste)	ENSA	4,671,605.28	840,888.78	5,512,494.06
ELECTROPUNO	ENSA	1,085,408.76	195,373.58	1,280,782.34
ELECTRODUNAS	Dunas Energia S.A.A.	7,226,856.25	1,300,834.16	8,527,690.41
Total		76,559,922.67	13,780,965.38	90,340,888.05

PAGOS POR INTERMEDIACION EFECTUADOS POR GENERADORES US \$				
Empresa Distribuidora	Intermediario	Venta	IGV	Facturado
ELECTRODUNAS	Dunas Energia S.A.A.	581,619.13	104,691.45	686,310.58

Fuente: OSINERGMIN

La reciente promulgación de la Ley 32249 (2024), Ley que modifica la Ley 28832, entre otras disposiciones, ha establecido en su artículo 8, Condiciones de los contratos derivados de un proceso de licitación, algunos criterios que abordan en parte los acuerdos privados que puedan plantearse en los contratos de suministro que escapen a los criterios de la Ley y Reglamento.

Al respecto, se establece que cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los distribuidores deben transferir a los consumidores el 50 % de dichas reducciones; sin embargo, consideramos que esta precisión aún no cubre todas las posibilidades de acuerdos privados posibles, como lo ocurrido con la intermediación. Por otro lado, el proyecto de nuevo Reglamento de Licitaciones publicado mediante Resolución Ministerial N° 127-2025-MINEM/DM, no

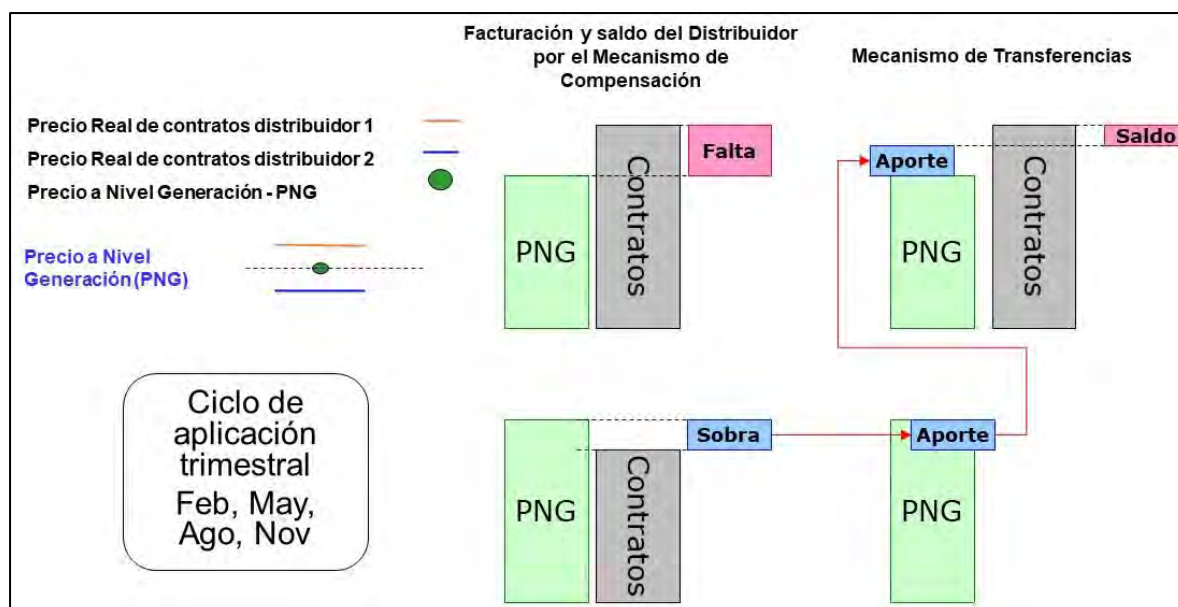
ha desarrollado lo señalado ni precisado la implementación de criterios o procedimientos con relación a lo señalado en el artículo 8 de la mencionada Ley 32249, lo cual debería ser abordado. Al respecto, se han elaborado comentarios al proyecto de Reglamento, como parte del análisis realizado en el presente documento. Estos comentarios se presentan en el Anexo B del presente documento y han sido remitidos al correo del Ministerio de Energía y Minas indicado en la resolución Ministerial N° 127-2025-MINEM/DM.

3.4 Externalidades financieras en concesionarios de distribución

A fin de describir los efectos financieros derivado del programa de transferencias, complementario y necesario para que funcione el Precio a Nivel Generación, consideraremos el caso simplificado descrito en el numeral 3.2 anterior, en el cual se tiene, en un sistema eléctrico nacional, únicamente dos (02) empresas concesionarias de distribución, que atienden a usuarios regulados.

Dado que el PNG es el promedio ponderado de los precios de compra de ambas empresas, el PNG será un valor intermedio entre los precios medios de compra de dichas distribuidoras. Asimismo, ambos distribuidores facturarán a sus usuarios, en su respectivo pliego tarifario, el mismo PNG. Sin embargo, por característica del mercado que cada una de estas distribuidoras atienden y debido a la diferencia de los precios de compra de energía y potencia de ambas, una de ellas recaudará un monto mayor del requerido para asumir el costo facturado en sus contratos de suministro; en cambio, la otra empresa distribuidora recaudará de sus usuarios regulados, un monto menor del necesario para pagar sus contratos de suministro. La siguiente figura sirve para ilustrar lo descrito.

Figura 19 Esquema conceptual de transferencias del MCUR



Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

En la figura, la empresa de la parte superior recauda de sus usuarios un monto menor del costo de sus contratos de suministro por lo que en la respectiva liquidación se identificará un déficit. Por otro lado, en la parte inferior, la segunda distribuidora recaudará un monto por encima de lo facturado por sus suministradores (generadores) y dicho exceso, identificado en la oportunidad de liquidación, será transferido por orden de OSINERGMIN al distribuidor deficitario. Sin embargo, como se ha indicado, por diferencias en precios y la aleatoriedad de la demanda, el excedente no necesariamente compensará por completo a la empresa deficitaria. El proceso descrito se repite cada mes, y los saldos que no son compensados serán cubiertos en las siguientes liquidaciones determinadas por OSINERGMIN.

3.4.1 ¿Por qué las transferencias no se realizan de modo inmediato?

Para explicar la demora en el proceso de identificación de saldos y aprobación de transferencias, utilizaremos el ejemplo descrito líneas arriba. Al respecto, si iniciamos la aplicación del mecanismo, en el mes de mayo, (llamémosle mes "t"), el saldo determinado para dicho mes se podría realizar recién en el mes de junio ("t+1"). Sin embargo, debido a las demoras en la recopilación y validación de la información, la información de consumos ocurrida en el mes "t" se tiene que reportar en el mes "t+1"

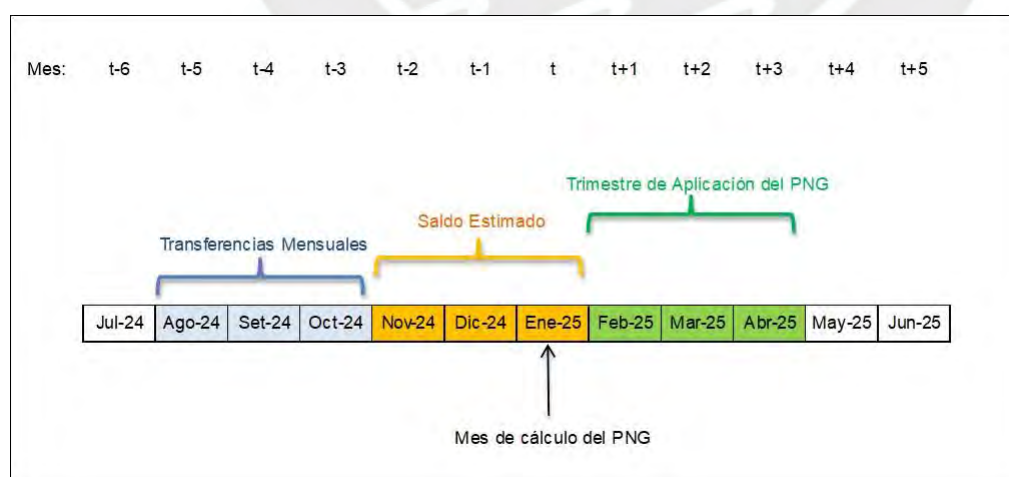
y el procesamiento y resultado de transferencia de la autoridad encargada de realizar la liquidación y ordenar la transferencia se realiza en el mes “t+2”.

En la práctica, la transferencia se realiza efectivamente en el mes “t+3”. Al respecto, en la siguiente figura se muestra, a modo ilustrativo, el esquema de meses a la vista en la oportunidad de revisión del PNG y determinación de liquidación de costos de generación para el mercado regulado.

En el ejemplo, el esquema corresponde a la revisión del PNG realizado en enero 2025. En dicha oportunidad, se determinó la liquidación del periodo agosto 2024 a octubre 2024. Asimismo, se tomaron en cuenta, para efectos de la determinación del PNG que entraría en vigencia a partir de febrero 2025, el saldo de liquidación “estimado” del periodo comprendido entre noviembre 2024 y enero 2025. Este valor no era posible de determinarlo por completo debido a las limitaciones de tiempo en la recopilación, validación y remisión al OSINERGMIN, tal y como se ha indicado al inicio de este título.

La siguiente figura ilustra el horizonte de tiempo observado por OSINERGMIN en cada oportunidad de aprobación del Precio a Nivel Generación. En particular, se trata del periodo de meses que observó el regulador para la aprobación del PNG para el periodo febrero 2025 a abril 2025.

Figura 20 Horizonte de tiempo considerado para la determinación del PNG



Por lo indicado, en la actualidad existe un desfase temporal de aproximadamente tres (03) meses entre la fecha u oportunidad de pago de los contratos de

suministro respecto la fecha en la que se determinan los resultados de la liquidación de ingresos de los contratos de suministro del mercado regulado.

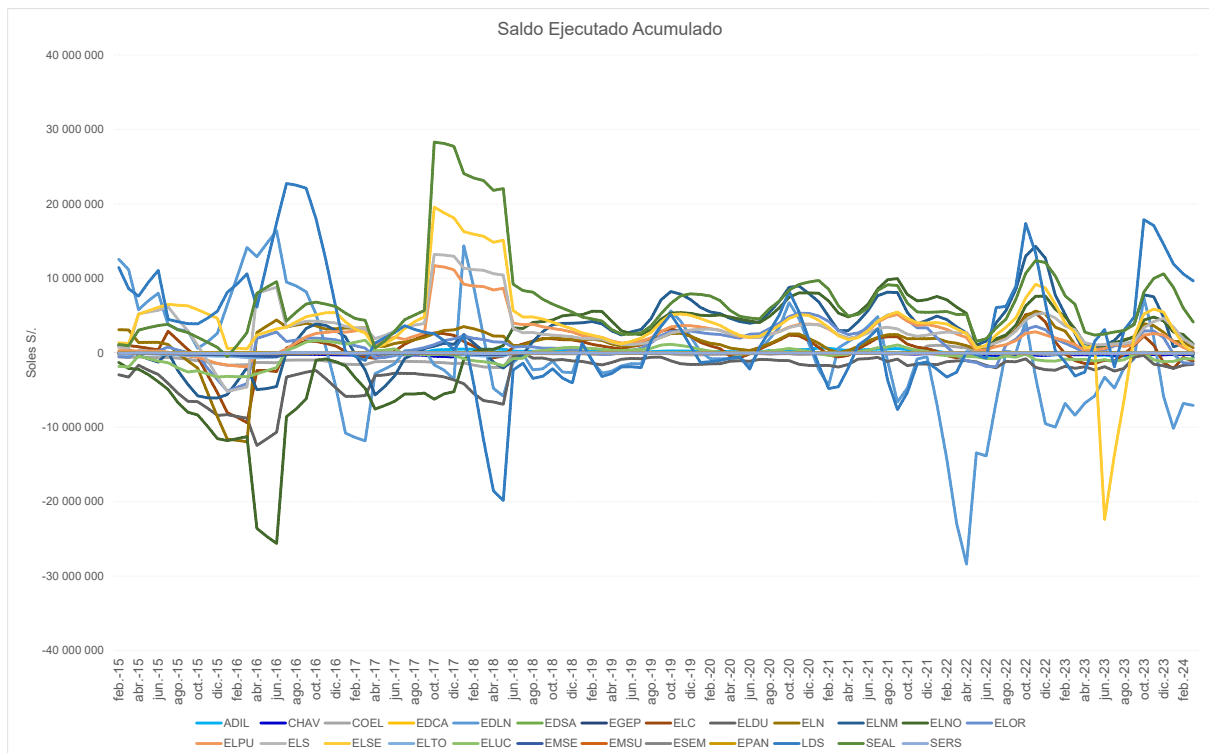
3.4.2 Distribuidores superavitarios.-

En la aplicación del MCUR, son aquellos concesionarios de distribución cuyos ingresos de generación en aplicación del Precio a Nivel Generación, exceden su facturación de sus contratos de suministros. En estos concesionarios se observan las siguientes características:

- El exceso de ingresos recaudados generalmente se considera renta imponible.
- La transferencia de fondos a los distribuidores deficitarios podría ser deducible como gasto.
- El momento de la deducción (cuando se realiza la transferencia) y el reconocimiento de los ingresos (cuando se recauda el excedente) pueden crear diferencias temporales a efectos fiscales.
- Dado que los montos recaudados en exceso se transfieren con un retraso de 3 meses (aproximadamente), estos fondos podrían permitirle a la empresa superavitaria utilizar dichos fondos para atender diversas necesidades al interior de la empresa.
- La situación descrita es inversa en el caso de las empresas deficitarias.

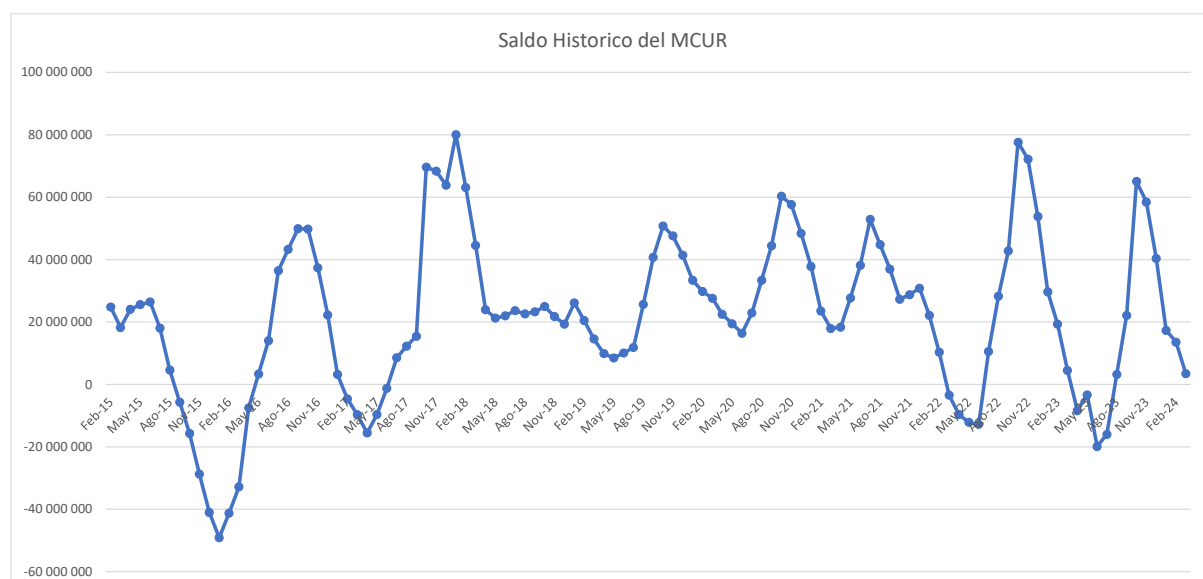
A fin de ilustrar la situación presente de las transferencias entre agentes y el saldo acumulado de cada concesionario de distribución, se presentan a continuación algunos gráficos ilustrativos. La siguiente imagen muestra a fluctuación del saldo acumulado de cada distribuidora del SEIN que participa del PNG y MCUR, en el periodo comprendido entre febrero de 2015 y marzo de 2024. Un mayor detalle de muestra en el Anexo E.

Figura 21 Evolución de saldo ejecutado acumulado por distribuidor eléctrico



El MCUR registra también el saldo acumulado de todas las empresas. Dicho saldo es fluctuante y se incorpora en el PNG en cada oportunidad de revisión de dicho precio. En la siguiente imagen se muestra la evolución del saldo ejecutado acumulado de todas las concesionarias de distribución. Tal y como se puede observar, el saldo es predominantemente positivo, es decir, históricamente es más frecuente que las concesionarias de distribución deficitarias no alcancen cubrir el costo de sus contratos de suministro.

Figura 22 Evolución de saldo ejecutado acumulado de todos los distribuidores eléctricos



Un extracto de la cuenta detallada de cada empresa se muestra a continuación. Asimismo, al final del cuadro se muestra el saldo acumulado, en valores mensuales, de todas las concesionarias de distribución del SEIN que participan del MCUR.

Figura 23 Extracto de saldo ejecutado acumulado de distribuidores del SEIN

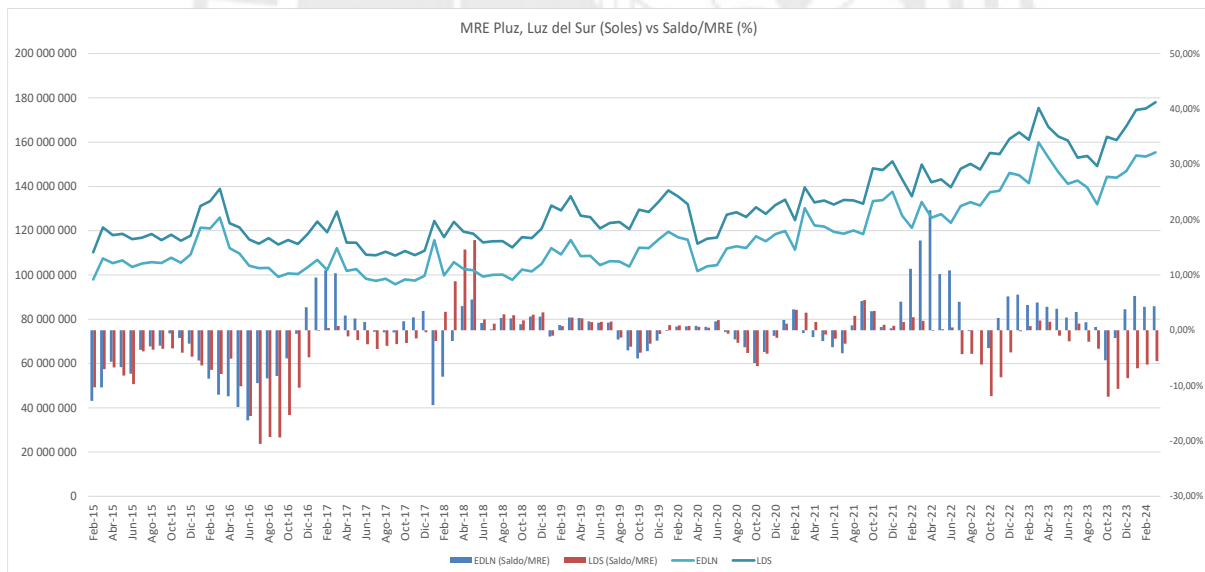
Empresa	CodEmpr	May-23	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Set-23	Oct-23	Nov-23	Dic-23	Ene-24	Feb-24	Mar-24
Adinelsa	ADIL	-356 950	-303 449	-420 818	-430 135	-164 603	-140 733	-227 724	-240 417	-247 199	-220 947	-224 119
Chavimochic	CHAV	-268 703	-211 528	-319 949	-305 517	-140 940	-164 268	-219 637	-278 387	-196 191	-209 764	-203 963
Coelvisac	COEL	-116 531	-71 752	-82 575	-35 811	23 163	73 645	-24 612	-131 622	-107 718	-62 505	-64 892
Edecañete	EDCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Edelnor	EDLN	-5 778 613	-3 279 429	-4 733 118	-1 982 045	-800 093	7 404 503	2 052 230	-5 869 540	-10 169 127	-6 798 520	-7 062 738
Edelsa	EDSA	-7 444	-6 453	-8 807	-7 933	-2 261	-1 676	-5 418	-5 861	-5 831	-4 712	-4 805
Egepsa	EGEP	-3 718	-6 545	-10 533	-10 983	-3 831	-2 895	-3 253	-2 837	-2 297	-2 181	-2 649
Electrocentro	ELC	-1 440 021	-990 004	-1 141 315	-144 345	992 226	2 244 779	1 038 746	-1 335 154	-2 102 851	-612 383	-1 154 505
Electro Dunas	ELDU	-2 317 112	-1 862 368	-2 459 029	-2 092 811	-553 544	-356 748	-1 532 815	-1 752 750	-2 084 122	-1 667 137	-1 556 533
Electronorte	ELN	351 779	879 030	1 223 997	1 780 129	2 087 083	3 911 309	3 642 770	2 738 698	1 528 540	1 469 410	673 506
Hidrandina	ELNM	665 415	998 597	1 652 147	3 059 284	3 868 076	7 798 504	7 522 073	4 769 007	790 404	1 278 669	-597 899
Electronoroeste	ELNO	917 581	962 301	1 373 350	1 662 798	2 196 619	4 406 004	4 798 725	4 279 429	2 783 011	2 434 644	1 179 884
Electro Orient	ELOR	186 691	324 908	953 012	956 700	1 503 794	2 943 594	2 931 041	2 046 473	-193 840	-1 349 277	-1 424 407
Electro Puno	ELPU	429 222	564 920	1 116 254	839 991	1 109 274	2 385 809	2 582 804	2 396 829	1 502 028	708 807	199 504
Electrosur	ELS	1 053 980	1 086 738	1 188 721	1 250 783	1 550 702	3 356 428	4 188 225	4 619 732	3 440 974	1 879 385	1 032 482
Electro Sur E	ELSE	901 340	-22 409 705	-13 653 389	-6 140 459	2 242 574	5 213 900	5 873 846	5 457 818	3 115 432	1 144 436	-70 025
Electro Tocac	ELTO	-144 889	-121 925	-153 404	-136 901	-40 700	-30 897	-90 294	-100 186	-101 700	-82 776	-85 045
Electro Ucayali	ELUC	-1 126 219	-923 356	-1 159 681	-919 741	-223 185	33 083	-960 349	-1 205 414	-1 159 172	-778 264	-821 820
Emsemsa	EMSE	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Emseusa	EMSU	-102 957	-85 449	-117 224	-104 873	-33 367	-24 146	-76 635	-78 186	-78 421	-60 346	-58 496
Esempat	ESEM	-14 442	-10 277	-13 150	-11 524	-3 420	-2 324	-7 995	-9 320	-10 851	-8 989	-8 177
Electro Pangc	EPAN	-17 373	-14 544	-18 765	-17 122	-5 308	-3 569	-11 555	-12 790	-12 639	-10 602	-11 314
Luz del Sur	LDS	1 541 497	3 129 432	-1 909 208	3 070 554	4 806 314	17 879 639	17 096 903	14 538 882	11 919 353	10 575 411	9 653 489
Seal	SEAL	2 385 040	2 518 435	2 797 445	3 004 532	3 784 256	8 166 252	9 974 530	10 598 341	8 787 037	5 994 378	4 126 053
Sersa	SERS	-69 395	-59 663	-79 994	-71 994	-22 892	834	-50 446	-53 723	-55 776	-45 494	-44 042
Saldo acumulado		-3 331 820	-19 892 086	-15 976 029	3 212 580	22 169 943	65 091 030	58 491 162	40 369 023	17 339 045	13 571 246	3 469 492

De acuerdo a lo señalado en la norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, aprobada por Resolución 180-2007-OS/CD y modificatorias, cada tres meses se realiza la liquidación mensual de costos de cada concesionario de distribución, siendo el concepto Monto Reportado

por la Empresa (MRE), el que representa el costo de generación de cada concesionario; y el concepto Monto Determinado con el Precio a Nivel Generación (MPG), el que representa lo recaudado de sus usuarios regulados mediante los pliegos tarifarios que incorporan el Precio a Nivel Generación. De este modo, la diferencia del MRE respecto del MPG determina los excedentes o déficits que deberán ser cubiertos con las transferencias ordenadas por Osinergmin.

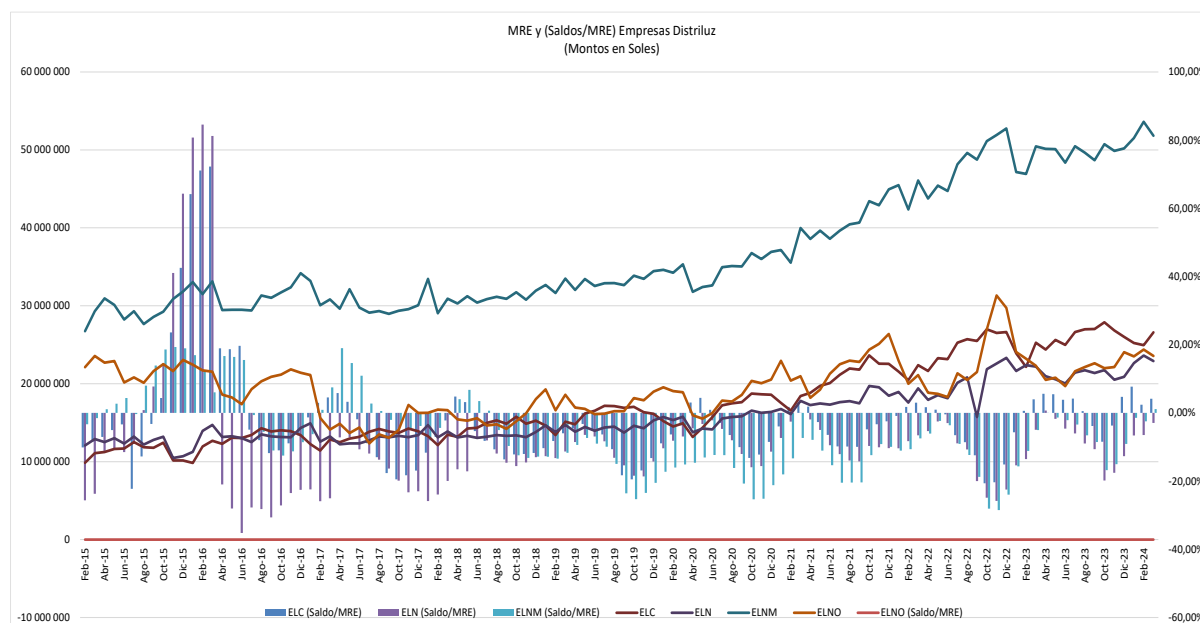
Tal y como se ha descrito, la aleatoriedad de la demanda, la evolución de precios del PNG, precios de licitaciones, así como la demora en la obtención de la información necesaria para determinar la liquidación de ingresos, originan la aleatoriedad del saldo de liquidación, cuyo valor acumulado se ha mostrado en láminas anteriores. El efecto aleatorio del resultado de liquidación es significativo y relevante para cada concesionario de distribución. Al respecto, en la siguiente figura se muestra la evolución del saldo acumulado por cada distribuidor respecto del costo de su generación reconocido (MRE).

Figura 24 Evolución del MRE y Saldo de liquidación de Pluz y Luz del Sur



Fuente: Osinergmin. (Elaboración propia)

Figura 25 Evolución del MRE y Saldo de liquidación/MRE de empresas Distriluz



Fuente: Osinergmin. (Elaboración propia)

En la gráfica, las líneas muestran la evolución y la aleatoriedad de costos de generación reconocidos, con tendencia creciente de costos. Asimismo, las barras muestran, para cada mes, la variación porcentual del saldo acumulado de cada distribuidora respecto al MRE de cada empresa. Si el valor del saldo es positivo, indica excedentes a transferir; en cambio, si es negativo, indica déficit o monto a recuperar en los meses siguientes. Cabe precisar que Osinergmin ha recibido diversas comunicaciones, solicitando la explicación del mecanismo, pidiendo razones de la variabilidad de resultados e incluso por afectación económica al ni poder asumir las transferencias ordenadas por Osinergmin.

Tal y como se puede observar, en el objetivo de obtener un precio único de generación, se generan efectos colaterales relacionados al traslado de costos entre concesionarios de distribución y una situación dispar en las cuentas de cada empresa, resultando que la mayoría de ellos no logran cubrir por completo sus costos de contratos de suministro. Dicho resultado no es justificado desde la perspectiva económica y/o de mejores prácticas regulatorias y, consideramos, debe corregirse.

3.5 Desincentivo a la contratación eficiente

Se observa que el Mecanismo de Compensación de Usuarios Regulados (MCUR) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) no fomenta incentivos suficientes para que las concesionarias de distribución busquen precios de generación más eficientes o competitivos. Este análisis se desprende de la evaluación de los datos presentados a continuación.

La siguiente tabla detalla la información de clientes, ventas de energía mensual, facturación de contratos ajustada a la Barra Lima y precios medios de energía de las concesionarias de distribución del SEIN, correspondiente a mayo de 2025. En la figura se aprecia que los precios promedio más altos corresponden a las empresas Electro norte, Electronoroeste, Sersa, Edelsa, Hidrandina y Seal. En cambio, los precios medios de energía menores corresponden a Coelvisac, Chavimochic, Electro Oriente y Adinelsa. Cabe precisar que los contratos de suministro de las empresas Coelvisac, Chavimochic, Adinelsa y Electro Oriente provienen de contratos bilaterales, que se acordaron con la referencia del precio en barra vigente a la fecha de suscripción de los mismo, tal y como se puede verificar de la siguiente tabla.

Figura 26 Contratos de suministro vigentes de Electro Oriente, Adinelsa, Coelvisac y Chavimochic

Empresa	Original	Suministrador	Contrato	Código de Contrato	Descuento Licitación	Fecha de Inicio
ADIL	B0125	EDLN	Bilateral	ADIL_EDPE_20130218_00_00	No Aplica	1/01/2018
ADIL	B0180	ELSE	Bilateral	ADIL_ELSE_20030703_00_00	No Aplica	1/01/2018
ADIL	B0143	LDS	Bilateral	ADIL_LDS_20120524_00_00	No Aplica	1/01/2018
ADIL	B0246	LDS	Bilateral	ADIL_LDS_20120524_00_00	No Aplica	1/01/2018
ADIL	B0125	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20240528_00_00	No Aplica	1/04/2024
ADIL	B0158	SEAL	Bilateral	ADIL_SEAL_20061017_00_00	No Aplica	1/01/2018
ADIL	B0139	ELC	Bilateral	ADIL_ELC_20051101_00_00	No Aplica	1/11/2005
ADIL	B0057	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0108	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0109	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0114	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0143	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0155	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0162	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0170	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0222	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0240	ELP	Bilateral	ADIL_ELP_20210831	No Aplica	1/01/2022
ADIL	B0239	ELDU	Bilateral	ADIL_ELDU_20120801_00_00	No Aplica	1/01/2018
ADIL	B0240	ELDU	Bilateral	ADIL_ELDU_20120801_00_00	No Aplica	1/01/2018

ADIL	B0149	ELC	Bilateral	ADIL_ELC_20030401_00_00	No Aplica	1/04/2003
CHAV	B0007	FPOW	Bilateral	CHAV_FPOW_20200724_00_00	No Aplica	24/07/2020
CHAV	B0007	CHAV	Bilateral	CHAV_CHAV_20180101_00_00	No Aplica	1/01/2018
COEL	B0108	EGEM	Bilateral	COEL_EGEM_20220930_1_00	No Aplica	1/01/2023
COEL	B0125	EGEM	Bilateral	COEL_EGEM_20170831_00_00	No Aplica	1/09/2018
ELOR	B1353	ELP	Bilateral	ELOR_ELP_20190211_00_00	No Aplica	1/01/2019
ELOR	B0208	EGEM	Bilateral	ELOR_EGEM_20231211_00_00	No Aplica	1/01/2024
ELOR	B0654	EGEM	Bilateral	ELOR_EGEM_20231211_00_00	No Aplica	1/01/2024
ELOR	B1111	EGEM	Bilateral	ELOR_EGEM_20231211_00_00	No Aplica	1/01/2024
ELOR	B1353	EGEM	Bilateral	ELOR_EGEM_20231211_00_00	No Aplica	1/01/2024
ELOR	B0654	ELP	Otro	ELOR_ELP_20120628	Electroperu-2012-LP: 2016-2030	1/01/2016
ELOR	B1111	ELP	Otro	ELOR_ELP_20120628	Electroperu-2012-LP: 2016-2030	1/01/2016

Figura 27 Precios medios por concesionaria de distribución del SEIN

Código	Empresa	Pmedio
ELN	Electronorte	30,21
ELNO	Electronoroeste	29,68
SERS	Sersa	28,06
EDSA	Edelsa	27,94
ELNM	Hidrandina	27,58
SEAL	Seal	26,62
ELS	Electrosur	25,64
ELPU	Electro Puno	25,53
EPAN	Electro Pangoa	25,08
LDS	Luz del Sur	24,54
ELSE	Electro Sur Este	24,37
ELTO	Electro Tocache	23,68
EMSU	Emseusac	23,53
ELC	Electrocentro	23,34
PZPE	Pluz Energía	22,97
EGEP	Egepsa	22,68
ELUC	Electro Ucayali	22,63
ELDU	Electro Dunas	22,46
ESEM	Esemsa	22,40
COEL	Coelvisac	22,09
CHAV	Chavimochic	18,49
ELOR	Electro Oriente	18,45
ADIL	Adinelsa	16,38

Fuente: OSINERGMIN (elaboración propia)

El análisis de los precios medios por empresa revela que las concesionarias con valores superiores al promedio general no enfrentan penalidades por ello. Por el

contrario, cualquiera sea el costo de generación de una distribuidora, el MCUR compensará el costo de generación de cualquier distribuidor, pero generando un mecanismo de subsidio entre usuarios regulados. De este modo, el MCUR, determina las transferencias desde las concesionarias superavitarias —aquellas con precios promedio de generación inferiores al promedio del conjunto— hacia las deficitarias, cuyos precios superan dicho promedio. Este diseño desincentiva la búsqueda de precios de generación más bajos, ya que las concesionarias que logran contratos de suministro más económicos no obtienen beneficios tangibles bajo el esquema actual. Esta situación, en última instancia, perjudica a los usuarios del mercado regulado.

En la tabla anterior, es de observar que, se esperaría que los precios de las empresas privadas fueran menores, dada su mayor escala de compra; sin embargo, se observa que las empresas privadas de Lima muestran precios promedio en la zona intermedia, siendo sus precios mayores a los de algunas empresas estatales.

A partir de lo expuesto, se identifica que es un aspecto a mejorar, el establecimiento de un incentivo más efectivo para que concesionarios muestren y evidencien resultado concreto y sostenido de reducción del precio de compra de generación para sus usuarios del mercado regulado.

3.6 Falta de un agente especializado en la gestión de licitaciones de suministro

La obligación de realizar las licitaciones para la contratación de suministro de energía eléctrica se encuentra establecidas en los artículos 4 y 5 de la Ley 28832, donde se señala que las empresas de distribución pueden convocar a licitaciones para el suministro de electricidad, en forma individual o incorporando a otras empresas que deseen participar dentro del proceso; los precios firmes resultantes están sujetos a que deban ser menores al determinado por el regulador, el cual no es de conocimiento de los participantes. De la revisión de las licitaciones realizadas a la fecha, se observa que las licitaciones vigentes se han realizado en su mayoría en el año 2009, siendo los últimos procesos adjudicados los realizados en el 2015 y el 2024.

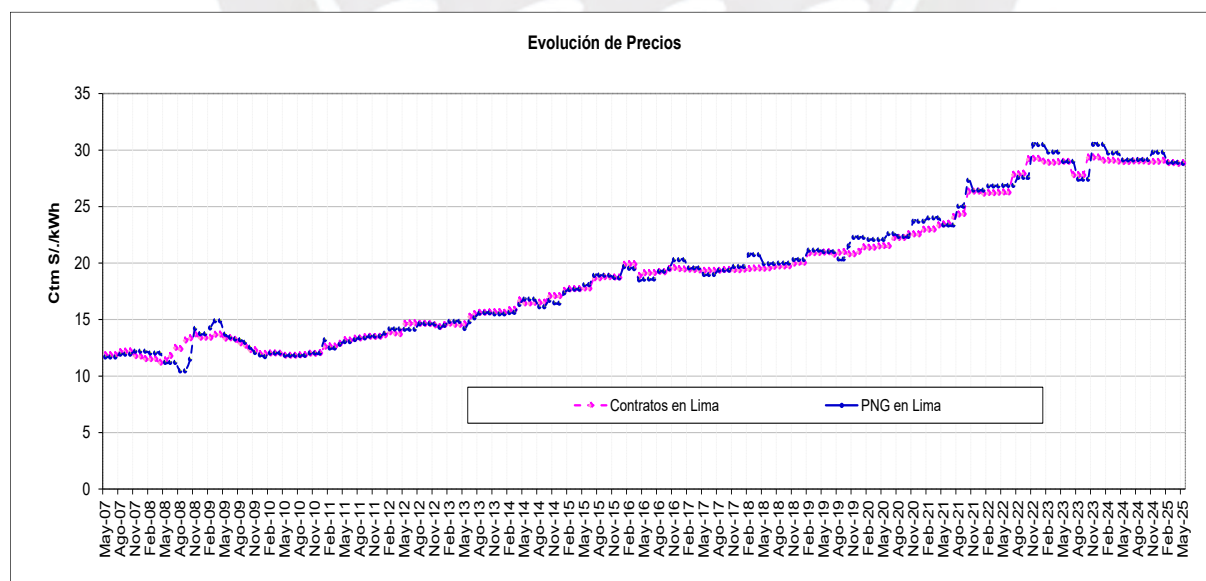
A la fecha, en los procesos de licitación han participado 13 (Ramos & Salinas, 2015) de las 25 empresas de distribución, siendo sólo las empresas privadas más

grandes del país las que han convocado a licitación en más de una oportunidad, para realizar contratos de largo plazo, a pesar de tener la opción de convocar a contrataciones de corto y mediano plazo.

La situación descrita muestra, en primer lugar, que no todas las empresas exhiben la intención de participar en los procesos de licitación debido a que no existe la obligación de que el 100% de la energía para el mercado regulado sea suministrada a través de contratos de licitaciones (como es el caso de los mercados brasileño y chileno), al establecer la Ley 28832 en el numeral 3.2 la existencia de contratos sin licitación o contratos bilaterales. Lo segundo que se puede notar, respecto a la frecuencia de las licitaciones y el tipo de contratos licitados, es que no permiten el aprendizaje en el desarrollo de licitaciones.

Con relación al desempeño y resultado de las licitaciones de suministro, no se han observado mejoras de eficiencia en los resultados de precios adjudicados ni en la incorporación de nueva capacidad de generación, la capacidad existente corresponde a las inversiones realizadas en la década del 2010. Al respecto, en la siguiente figura se muestra la evolución del precio de licitaciones el que no ha mostrado reducciones desde la implementación del mecanismo de licitaciones.

Figura 28 Precio medio de licitaciones de suministro

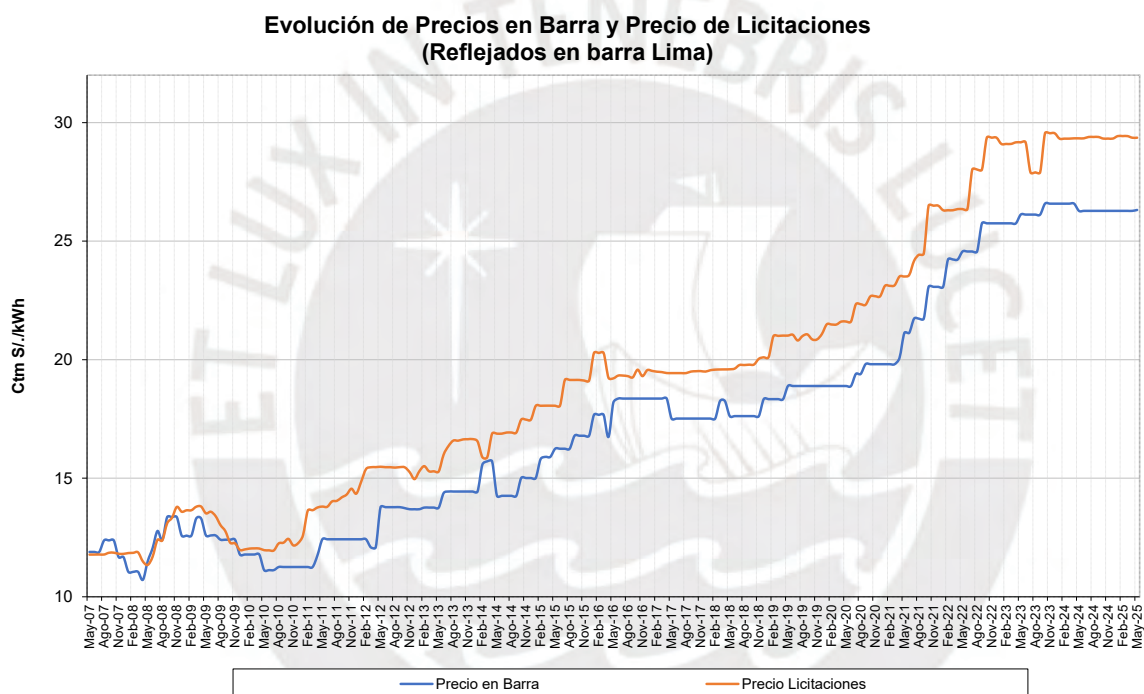


Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

En la gráfica anterior, se observa que los precios de licitaciones determinan la evolución y tendencia de los precios del PNG debido a la participación de contratos

provenientes de licitaciones, que en la actualidad representan el 83% del total de energía contratada para el mercado regulado. En la siguiente gráfica se muestra la relación de los precios en barra respecto del precio promedio de licitaciones, en donde se puede observar que desde el año 2010, se ha generado sistemáticamente una diferencia entre ellos. Asimismo, tal y como se indicó en el título 3.1, los precios en barra se han incrementado respecto de sus valores nominales con la finalidad de que se sitúen en la banda de 10% del precio promedio de licitaciones conforme lo indicado en la tercera disposición transitoria de la Ley 28832.

Figura 29 Evolución del precio medio de licitaciones y precios en barra



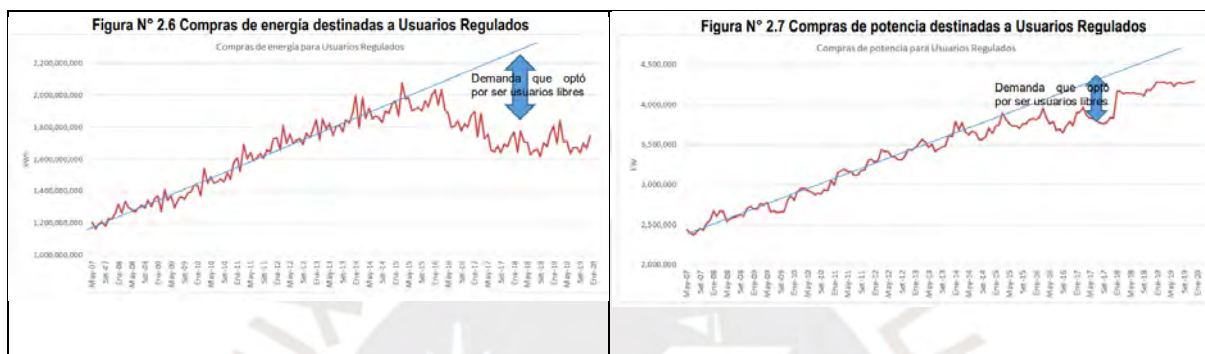
Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

Existen además otras críticas al desempeño de los distribuidores, siendo la principal la sobrecontratación de demanda por parte de ellos (Uribe & Leiva (2020), Espinoza Quiñones (2018)). La proyección de la demanda, en especial cuando se considera a largo plazo, tiene una componente importante de incertidumbre y presentará una desviación respecto a la demanda real, como muestra Espinoza Quiñones (2018), respecto a las proyecciones de demanda de corto plazo del COES (pág. 11).

Una proyección de demanda demasiado optimista, que no considere la incertidumbre inherente del mercado eléctrico, tiene efectos en los ingresos de las

empresas de distribución, sobre todo cuando se ha contratado con una demanda fija, que fue el caso ocurrido en las licitaciones. A esto debe agregarse, la reducción de su demanda producida por los clientes libres y clientes regulados con demanda entre 200 y 2,500 kW, que contrataron su suministro con empresas de generación, como se muestra en la figura siguiente

Figura 30 Variación en la estimación de demanda y energía por el retiro de clientes libres



Fuente: Tomado de “Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad”, por Sanchez, J. et al., 2020, página 17. Publicado en “*Informes de los Grupos de Trabajo de la Comisión de Reforma del Sector Electricidad*”, https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/4_200727-Informe-Licitaciones.pdf

Sanchez et al. (2020) evalúan los incentivos de los distribuidores dentro de los procesos de licitación, señalando que tienen: a) bajos incentivos para licitar suministros de corto plazo; b) altos incentivos para no licitar al contar tarifas en barra no amarradas a los precios de los clientes libres; c) incentivos a tomar riesgos conducentes a sobrecontratación; d) incentivos para no renegociar precios de contratos licitados; y, e) bajos incentivos para anunciar programas de contrataciones.

Además, de incentivos adecuados, se observa que no se ha institucionalizado a una entidad que se encargue de llevar a cabo las licitaciones de suministro; en cambio, el Reglamento de licitaciones vigente, aprobado por Decreto Supremo 052-2007-EM y modificatorias, así como el proyecto de Nuevo Reglamento de Licitaciones, publicado recientemente mediante Resolución Ministerial 127-2025-MINEM-DM, insisten en dar la responsabilidad de la licitación a una “Comisión de Adjudicación”, el cual se conforma de personas designadas para cada proceso, cuya labor no permite una

adecuada evaluación de desempeño y cuya labor y resultados no se recopila en un repositorio institucional, perdiéndose la oportunidad de mejora continua.

Consideramos que en la posibilidad de modificar el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad se debería considerar la posibilidad de darle dicho encargo a una entidad existente, o en su defecto, crear una entidad que se encargue de este tipo de procesos, considerando las oportunidades de aprendizaje, mejoras metodológicas, institucionalización y el hecho de que este tipo de licitaciones tienen un horizonte de largo plazo. Cabe precisar, que la ley 28832 ni sus modificatorias limitan la posibilidad de creación de esta entidad y de las potenciales mejoras a conseguir, tomando como referencia la experiencia de las agencias similares en Colombia (XM), Brasil (CCRE) y Chile (CNE).

3.6.1 Problemática en la indexación de precios del PNG

Se ha descrito la evolución creciente de los precios de licitaciones. Sin embargo, se ha dado poca atención a la formulación utilizada para la actualización periódica de los precios de licitaciones de suministro para el mercado regulado. Dichas fórmulas explican la evolución de precios observada de dichos precios.

A fin de describir la naturaleza de las fórmulas de actualización contenidas en los contratos de suministro de largo plazo, mostramos a continuación la formulación estándar considerada en los mencionados contratos.

Figura 31 Fórmula de actualización de precios de potencia

Potencia

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

Donde:

$$\text{Factor}_p = a \times \frac{TC}{TCo} \times \frac{IPP}{IPPo} + b \times \frac{IPM}{IPMo}$$

Precio _{pb}	:	Precio Base de la potencia que figura en el contrato, en Soles/kW-mes.
a	:	0,7661
b	:	0,2339
IPM	:	Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
IPMo	:	192,662612
IPP	:	Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. Se tomará en cuenta y como valor definitivo el valor publicado al último día del mes anterior aún cuando éste sea preliminar..
IPPo	:	173,3
TC	:	Tipo de Cambio (TC). Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACION DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último Día Hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
TCo	:	2,845



Figura 32 Fórmula de actualización de precios de energía

Energía en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta

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

Donde:

$$\text{Factor}_e = d \times \frac{TC}{TC_o} \times \frac{IPP}{IPP_o} + e \times \frac{PD2}{PD2_o} + f \times \frac{PR6}{PR6_o} + g \times \frac{PGN}{PGN_o} + cb \times \frac{PCB}{PCB_o}$$

Precio _{eb}	:	Precio base de la energía que figura en el contrato, en ctm S/./kWh-mes.
d	:	Coefficiente por Tipo de cambio.
e	:	Coefficiente por Costo del Diesel 2.
f	:	Coefficiente por Costo del Residual 6.
g	:	Coefficiente por Costo del Gas Natural.
cb	:	Coefficiente por Costo del Carbón.
PD2	:	Precio del Petróleo Diesel N° 2 establecido por PetroPerú S.A. en la planta Callao. Se tomará en cuenta el valor publicado al último día del mes anterior, en S/./Gln.
PD2o	:	5,93
PR6	:	Precio del Petróleo Residual N° 6 establecido por PetroPerú S.A. en la planta Callao. Se tomará en cuenta el valor publicado al último día del mes anterior, en S/./Gln.
PR6o	:	3,80
PGN	:	Precio del Gas Natural obtenido mediante el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra" indicado en la Resolución OSINERG N° 108-2006-OS/CD, sin considerar sus futuras modificatorias, expresado en S/./MMBtu utilizando el valor TC correspondiente.
PGNo	:	6,442
PCB	:	Precio del Carbón Bituminoso obtenido mediante el "Procedimiento para la determinación de Energéticos usados en Generación Eléctrica" indicado en la Resolución OSINERG N° 062-2005-OS/CD, sin considerar sus futuras modificatorias, expresado en S/./Ton utilizando el valor TC correspondiente.
PCBo	:	245,0683

Los coeficientes d, e, f, g y cb deberán ser tales que $d+e+f+g+cb \leq 1$.

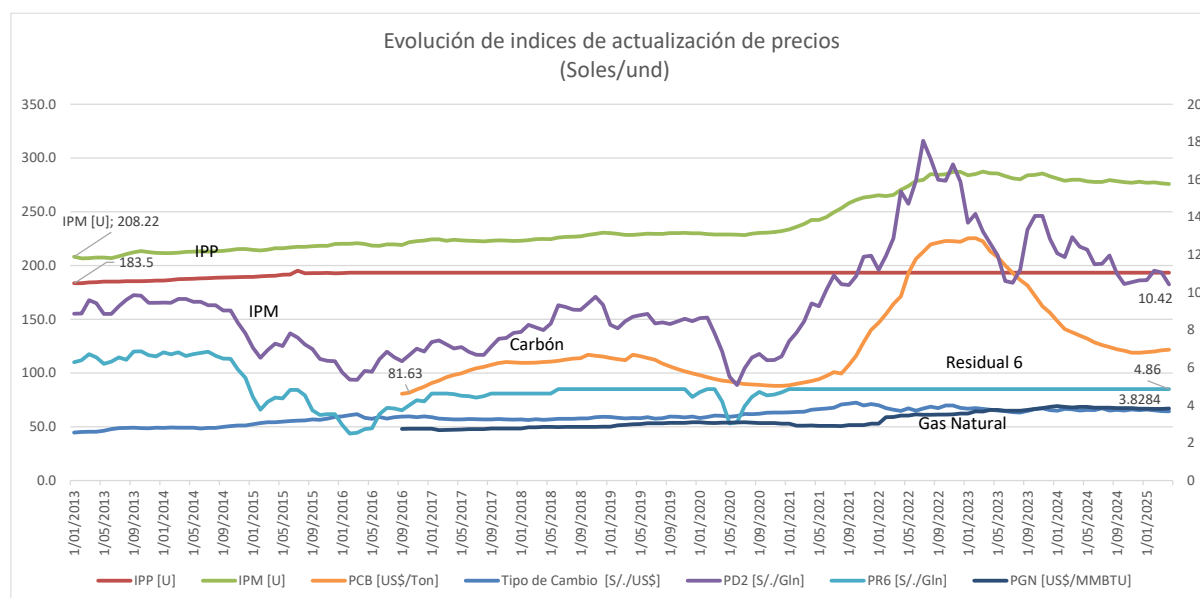
Los precios que así resulten entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Nota: Los coeficientes d, e, f, g y cb, eran propuestos por los participantes de la licitación. En particular, para el contrato descrito, los factores adjudicados fueron los siguientes: $d= 0.1126$; $e= 0.0657$, $f= 0.1343$, $g= 0.5874$ y $cb= 0.1000$

La tendencia creciente de precios de licitaciones se debe principalmente al efecto conjunto de la evolución de valores de los indicadores considerados. Al respecto, en la siguiente figura se muestra a evolución de los indicadores utilizados en la fórmula de actualización de los precios resultantes de licitaciones. Cabe precisar que el factor que acumula el incremento de los precios de potencia es de aproximadamente 1.8 para los precios de potencia y aproximadamente 2.0 para el caso de los

precios de energía, es decir, los precios de potencia se han incrementado en un 80% respecto de sus valores adjudicados y los precios de energía se han incrementado en un 100% respecto de los valores adjudicados.

Figura 33 Evolución de indicadores de fórmulas de actualización de precios



Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

El artículo 8 de la Ley 28832, estableció que los precios firmes determinados en los procesos de licitación debieran ser actualizados mediante el uso de fórmulas de actualización establecidas en las Bases de la licitación; sin embargo, el marco normativo vigente no establece precisión ni limitación respecto de que índices de precios deben de ser considerados en su conformación.

De la revisión efectuada en la experiencia internacional, se considera que, en cada oportunidad de procesos de licitación, no se ha realizado una evaluación completa de los indicadores considerados para los contratos de suministro proveniente de licitaciones. Así, por ejemplo, en algunos casos los indicadores macroeconómicos considerados en las fórmulas de actualización no corresponden con la tecnología de las centrales adjudicadas.

Sanchez et al. (2020) señalan que los indicadores no debieron corresponder a los empleados para la actualización del precio en Barra (Índice de Precios al Por Mayor, Tipo de cambio, Costo del Diésel B5, Costo del Residual 6, Costo del Gas Natural

y Costo del Carbón), de revisión anual y aplicados al corto plazo (pág. 13). Uribe & Leiva (2020) propone emplear dos indicadores nuevos y sugieren que estos debieran ser aplicables sólo a la generación nueva (pág. 165). Un índice adicional considerado en los contratos es el IPP (o PPI, Producer Prix Indexes), asociado a la inflación de Estados Unidos, cuyos valores de crecimiento estables (cerca de 2% anual) se incrementaron cerca del 15% en el año 2021 y 2022.

De este modo, se observa que hace falta una revisión más amplia y detallada de respecto a la adecuada identificación de indicadores para la actualización de precios adjudicados. El resultado es probablemente tan relevante como el precio mismo adjudicado, sin embargo, este aspecto no ha sido revisado ni mejorado en la experiencia de los procesos de licitaciones de suministro llevadas a cabo hasta la fecha.

En general, se observa, que no se han evaluado ni analizado adecuadamente la pertinencia y sustento de las variables macroeconómicas y sus indicadores consideradas en dichas fórmulas de actualización de precios.

Por lo indicado, se considera que tanto el diseño de fórmulas de actualización, así como, otros aspectos de detalle de licitaciones de suministro deberían de ser mejorados en el tiempo, lo que fundamenta también la necesidad de una entidad especializada para tal fin.

CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE MEJORA AL MCUR

4.1 Sugerencias al proyecto de Reglamento de Licitaciones

El 8 de abril de 2025, mediante Resolución Ministerial N° 127-2025-MINEM/DM, se ha publicado el Proyecto de “Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Contrataciones de Electricidad para el Suministro de los Usuarios Regulados” (en adelante Proyecto de reglamento de licitaciones).

El Proyecto de reglamento de licitaciones contiene treinta y siete (37) artículos, cuatro (04) disposiciones complementarias transitorias y seis (06) disposiciones complementarias finales. El proyecto busca reemplazar por completo al actual Reglamento de Licitaciones aprobado por Decreto Supremo 052-2007-EM, publicado el 17 de octubre de 2007, y modificatorias.

Respecto del reglamento de licitaciones vigente, el proyecto de nuevo reglamento propone:

- a. Agrega nuevas definiciones como “Periodo de carencia”, “Programa de licitaciones”, “Punto de oferta”, no considerados en el Reglamento vigente.
- b. Establece una programación centralizada de procesos de licitación para los próximos 10 años, para abastecer la demanda de usuarios regulados. Lo aprueba OSINERGMIN en base a las propuestas del Programa de Licitaciones elaborada anualmente por los distribuidores. La aprobación del programa de licitaciones se realiza mediante procedimiento establecido por OSINERGMIN.
- c. Se precisan tres (03) horizontes de licitación: corto (desde 1 mes a 3 años), mediano (de 4 a 5 años) y largo plazo (10 a 15 años).
- d. Se establecen límites máximos de demanda contratada para cada uno de los horizontes de contratación.
- e. Se establece el mercado de excedentes de contratos de suministro, con la finalidad de reasignar excedentes no utilizados de contratos de suministro a favor de distribuidores que cuenten con déficit de energía y potencia.
- f. Se incorpora una modificación en el factor de incentivo para contrataciones anticipadas.

- g. En Sistemas Aislados se considerarán licitaciones de largo plazo para promover nuevas unidades de generación.

Al respecto, en consideración la relación directa del mencionado proyecto de Reglamento, con el tema tratado en el presente estudio, se ha analizado dicha propuesta y se han identificado diversas oportunidades de mejora. Al respecto, se han elaborado observaciones y sugerencias las que se muestran en el Anexo C del presente documento, las que han sido enviadas al MINEM para su consideración.

En general, se observa los siguientes aspectos a mejorar en la mencionada propuesta de reglamento:

- Se observan inconsistencias en la propuesta de plazos de contratación de corto, mediano y largo plazo.
- No se diferencia el tratamiento para la promoción de nuevas centrales de generación eléctrica.
- No se han desarrollado los criterios que limitan los acuerdos contractuales de beneficios no especificados en el modelo de contrato de las bases de la licitación.
- El factor de incentivos a la contratación anticipada no considera ni evalúa mejoras respecto de los precios vigentes en los puntos de compra a licitar. Este factor debería ser considerado en el porcentaje de beneficios a asignar al distribuidor.
- Se recomienda evaluar la posibilidad de establecer potencias fijas y variables con la finalidad de complementar el mercado de excedentes que se propone en el nuevo reglamento.
- En general, se recomienda la institucionalización de la entidad encargada de llevar a cabo las licitaciones. En la actualidad y en la propuesta pre-publicada de Reglamento, se mantiene la figura del “Comité de adjudicación”, que es un comité designado para cada proceso de licitación, el cual puede variar continuamente en conformación y criterios. Esto no es adecuado si se toma en cuenta la experiencia de realidades cercada como Colombia, Brasil y Chile, en donde los procesos de licitación de suministro eléctrico para el mercado regulado son llevados a cabo por una institución designada con dicho encargo. Este

permite un mejor desempeño técnico, mejoras metodológicas continuas, así como la evaluación de desempeño periódica.

4.2 Alternativas al PNG: Evaluación de Impacto Regulatorio

En los capítulos anteriores, se han descrito diversos efectos adversos originados por la aplicación del Precio a Nivel Generación. Por otro lado, se ha descrito que existen diversos mecanismos de compensación orientados a la finalidad de equidad para determinados grupos de consumidores regulados, con limitaciones de acceso al servicio, ubicados en zonas rurales o de bajo nivel adquisitivo.

Por otro lado, se ha descrito que el PNG por defecto de diseño, no constituye un precio de equidad de la tarifa de electricidad, dado que existirán siempre componentes diferenciadores en la tarifa como son los peajes de transmisión del SST-SCT diferenciados geográficamente por áreas de demanda; o por la aplicación del Valor Agregado de Distribución, diferenciado para cada empresa concesionaria de distribución operando en el SEIN.

Considerando, como se ha descrito, que el PNG afecta a la señal de precios de generación, que genera efectos colaterales varios de los cuales afectan a los concesionarios de distribución, que finalmente afecta a un grupo importante de usuarios regulados del SEIN, quienes asumen un mayor costo de generación para compensar el costo de generación de otro grupo importante de usuarios regulados del SEIN, y, finalmente, que el Precio a Nivel Generación no representa un precio de equidad para los usuarios regulados del SEIN.

A continuación, se evalúan dos alternativas metodológicas al Precio a Nivel Generación. Cabe precisar que se requerirá siempre de un concepto del Precio de Generación para el usuario regulado, por ello, lo que se propone en el presente trabajo son propuestas metodológicas de cómo se determina finalmente dicho precio de generación para cada usuario regulado.

Tomando en cuenta la experiencia internacional, (Brasil, Colombia, Chile y otros), se trasladan directamente a los usuarios regulados los precios de generación de los contratos de suministro de sus respectivos distribuidores. De este modo, en

perspectiva económica, los precios de generación de los usuarios regulados deben de significar un pass-through de los precios de generación proveniente de licitaciones o de contratos bilaterales de su respectivo distribuidor, dado que dichos precios representan la señal de precios de mercado.

Dado que la determinación del PNG como precio único nacional, se ha aplicado sistemáticamente desde hace aproximadamente dieciocho (18) años, un cambio en su determinación puede originar un impacto desfavorable respecto de la situación vigente. Por ello, se evalúa una alternativa que permita el traslado de precios de generación de cada distribuidor hacia sus propios usuarios regulados limitando la afectación a algún grupo de usuarios.

Se consideran los siguientes escenarios para la evaluación de impacto regulatorio:

- a) Se mantiene el PNG único para los usuarios del SEIN.
- b) Eliminación del PNG único para los usuarios del SEIN y traslado de precios de generación de cada distribuidor a sus propios usuarios regulados.
- c) Eliminación del PNG único para los usuarios del SEIN, con la aplicación de una banda de precios. Las distribuidoras con precios por debajo del límite inferior de la banda realizan aportes para cubrir los costos de los distribuidores con precios de generación por encima del límite superior de la banda de precios.

Para la evaluación de las alternativas propuestas, se ha tomado como referencia la información de contratos de suministro de todos los concesionarios de distribución del SEIN a enero 2025. La metodología desarrollada fue la siguiente:

- a. Se tomó como base la información de contratos de suministro regulado publicada con la Resolución 063-2025-OS/CD, mediante la cual se fijó el PNG para el periodo mayo – julio 2025.
- b. Se tomaron los pliegos tarifarios a usuario final del mes de mayo 2025.
- c. Se determinó el precio promedio de los contratos de suministro de cada distribuidor tomando en cuenta la facturación de energía y potencia y la energía facturada por sus respectivos generadores.

- d. Se determinó el Pliego Tarifario de sistemas eléctricos representativos (Lima, Trujillo y Arequipa), con la finalidad de evaluar el impacto tarifario producto de la modificación normativa recomendada.
- e. Dado que la situación vigente genera todos los efectos adversos señalados en el capítulo anterior, la nueva propuesta elimina casi por completo los efectos adversos indicados, representando un mejor escenario al vigente.
- f. Un factor de evaluación objetiva del cambio propuesto es el impacto tarifario a usuario final regulado. Tomando en cuenta de que aproximadamente el 90% de usuarios de un concesionario de distribución utilizan la tarifa BT5B, la evaluación de impactos tarifarios se realiza sobre este grupo de usuarios.
- g. Se consideran para fines de la evaluación, los cargos tarifarios sin FOSE, ya que estos no incorporan el efecto de los subsidios implementados por la Ley 27510.

4.2.1 Escenario Base

Se consideran para la evaluación los precios a usuario final regulado de tres (03) sistemas eléctricos ubicados en el Norte, Centro y Sur del SEIN, vigentes a partir del 04 de mayo de 2025. Estos se han obtenido del archivo pliegos tarifarios publicado por OSINERGMIN en su portal web.

Figura 34 Cargo de energía de usuario BT5B sin Fose desde el 04 – mayo – 2025

(Cargos sin IGV)

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	64,16	71,37	70,91

Estos son los precios base contra los cuales se compararán los precios obtenidos en la evaluación de las alternativas que se describen a continuación.

4.2.2 Alternativa 1: Traslado de Precios de Generación desde cada concesionario a sus propios usuarios regulados

Como alternativa al esquema actual del Precio a Nivel de Generación (PNG) único para los usuarios regulados del SEIN, se propone el traslado de los precios de generación de cada concesionario de distribución únicamente a sus propios usuarios regulados. En este caso, cada concesionario de distribución traslada el precio promedio de sus propios contratos de suministro y, por lo tanto, no se requiere de un Mecanismo de Compensación.

En este caso se consigue que el precio de generación corresponda a una señal de “mercado”, que refleja las condiciones de escasez asociados al ámbito geográfico de las barras desde donde toman energía los sistemas eléctricos del concesionario de distribución. Sin embargo, esta alternativa requiere evaluar la afectación en tarifas de los usuarios regulados de cada empresa. Cabe precisar que, el número de usuarios de la tarifa BT5B es el más numeroso (representa algo más del 95% de usuarios de cada concesionario de distribución). Asimismo, se requiere considerar la aplicación del subsidio del Mecanismo del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) para los usuarios regulados en situación vulnerable.

A continuación, a fin de verificar el impacto de tarifas a usuario final, sin subsidios, se presentan los cargos tarifarios a usuario regulado de la opción tarifaria BT5B, sin la aplicación del FOSE.

En este caso, se ha determinado los precios promedio ponderados de energía y potencia de los contratos de suministro de las distribuidoras del ejemplo. Luego, utilizando dichos precios de energía y potencia se han obtenido los pliegos tarifarios y respectivos cargos a usuario final de la opción tarifaria BT5B.

En principio, se muestra el impacto de los cargos sin FOSE, es decir, sin el efecto del subsidio para los usuarios regulados de la tarifa BT5B con consumo menor a 140 kWh-mes.

El impacto tarifario muestra que, al eliminarse el precio único de generación, los usuarios de la zona norte se ven afectados por el incremento de su tarifa eléctrica,

probablemente debido al mayor precio de los contratos de suministro de su distribuidor, en cambio, los usuarios del Sur no se ven afectados por la eliminación del precio único de generación.

Lo que ocurre en la empresa del Norte, indicaría que la señal de precios de generación se ve distorsionada por la determinación del precio único.

Figura 35 Impacto en tarifa BT5B sin FOSE - Alternativa 1

Escenario Base

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	64,16	71,37	70,91

Alternativa 1

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	62,41	73,67	70,91

Variación (%)

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	-2,7%	3,2%	0,0%

A fin de verificar si el mecanismo de subsidio del FOSE permite mitigar el impacto tarifario, se han evaluado los cargos tarifarios con FOSE obteniéndose los resultados del siguiente cuadro, en el que se verifica que, sin importar el nivel de consumo, la alternativa 1 genera un incremento de tarifas en los usuarios de la empresa del norte.

Figura 36 Impacto Tarifario de opción BT5B – Con Fose

Escenario Base

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Para consumo residencial menor o igual a 30 kW.h				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	44,91	49,96	49,64
Para consumo residencial mayor a 30 kW.h y menor o igual a 140 kW.h				
Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	ctm. S//kW.h	13,47	14,99	14,89
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	64,16	71,37	70,91
Para consumo residencial mayor a 140 kW.h y consumo no residencial				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	65,89	73,30	72,82

Alternativa 1

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Para consumo residencial menor o igual a 30 kW.h				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	43,69	51,57	49,64
Para consumo residencial mayor a 30 kW.h y menor o igual a 140 kW.h				
Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	ctm. S//kW.h	13,11	15,47	14,89
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	62,41	73,67	70,91
Para consumo residencial mayor a 140 kW.h y consumo no residencial				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	64,10	75,66	72,82

Variación (%)

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Para consumo residencial menor o igual a 30 kW.h				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	-2,7%	3,2%	0,0%
Para consumo residencial mayor a 30 kW.h y menor o igual a 140 kW.h				
Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	ctm. S//kW.h	-2,7%	3,2%	0,0%
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	-2,7%	3,2%	0,0%
Para consumo residencial mayor a 140 kW.h y consumo no residencial				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	-2,7%	3,2%	0,0%

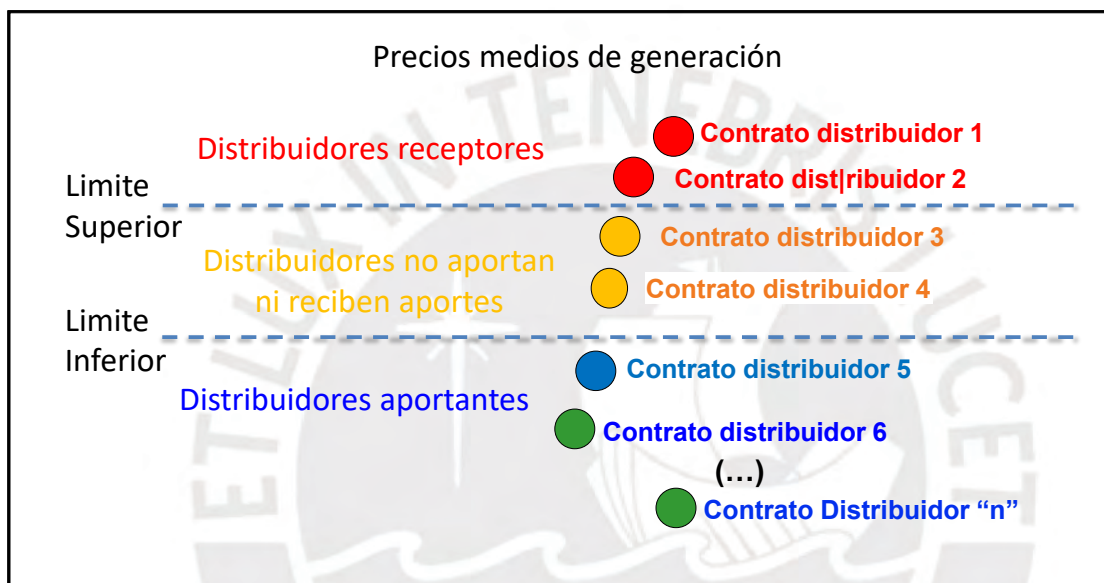
Por lo indicado, a fin de poder encontrar una alternativa que permita el traslado de precios de generación y la menor afectación tarifaria de los usuarios de la empresa del Norte, se propone la Alternativa 2 que se describe a continuación.

4.2.3 Alternativa 2: Traslado de Precios de Generación desde cada concesionario a sus propios usuarios regulados con aplicación de banda de precios

Conceptualmente, el objetivo de la alternativa 2 es reducir el impacto tarifario en los usuarios de las empresas con precios de generación mayores respecto de la referencia del valor del PNG. Para ello, se propone establecer valores límite superior

e inferior, de modo similar a como funcionan las bandas de precios. En la alternativa 2, el excedente de costos respecto de este límite superior sería cubierto por aportes de los demás concesionarios de distribución con precios promedio de generación por debajo del límite inferior. Este aporte sería proporcional a la magnitud de demanda de sus contratos de suministro. La siguiente figura muestra el esquema de funcionamiento de la alternativa 2, en particular, las empresas aportantes son aquellas cuyos precios de generación están por debajo del límite inferior.

Figura 37 Nuevo mecanismo de compensación para concesionarios de distribución



Bajo el nuevo esquema propuesto, sólo los distribuidores con precios medios de generación por encima del límite superior recibirán aportes de los concesionarios de distribución con precios medios de generación por debajo del límite inferior de precios medios de generación.

Se ha realizado un cálculo para las empresas del ejemplo y otras empresas participantes del mecanismo encontrándose que el precio promedio ponderado de los contratos de suministro del SEIN que para nuestro caso resulta en 31 ctm. S//kWh. Luego se propone que la banda considere como valores límite superior e inferior el rango de 5% respecto del precio promedio. De este modo, el límite superior es el valor 32,55 ctm. S//kWh y el límite inferior es de 29,45 ctm. S//kWh.

De este modo, las empresas con precios por encima del límite superior serán compensadas por las empresas con precios por debajo del límite inferior de precios.

A continuación, se presenta el impacto tarifario de la Alternativa 2 sin la aplicación de subsidios.

Tabla 10 Comparación de cargos tarifarios con metodología vigente y propuesta

Escenario Base				
Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	64,16	71,37	70,91
Alternativa 2				
Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	63,82	72,36	70,91
Variación (%)				
Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	-0,5%	1,4%	0,0%

Asimismo, se ha determinado el impacto tarifario considerando la aplicación del Fose.

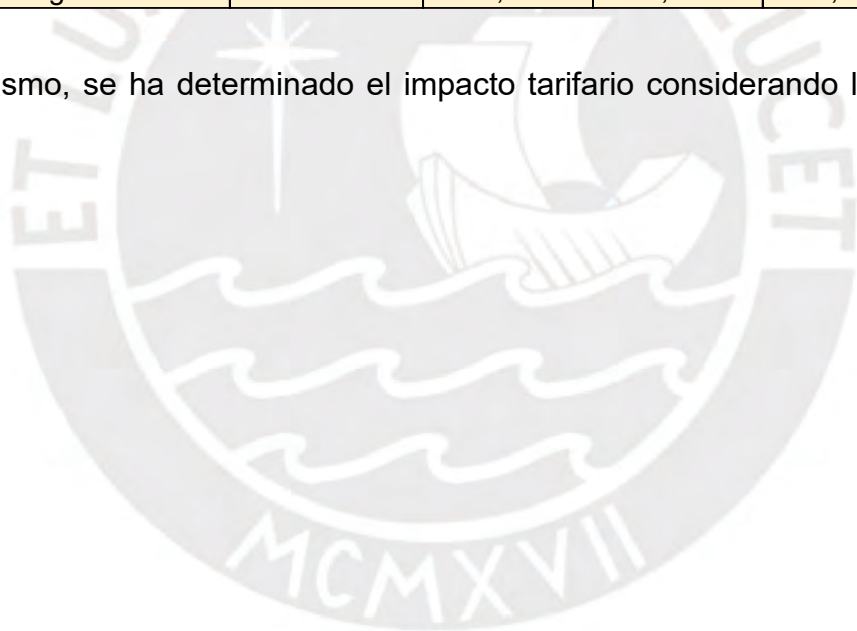


Tabla 11 Comparación de cargos tarifarios con metodología vigente y propuesta

Escenario Base

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Para consumo residencial menor o igual a 30 kW.h				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	44,91	49,96	49,64
Para consumo residencial mayor a 30 kW.h y menor o igual a 140 kW.h				
Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	ctm. S//kW.h	13,47	14,99	14,89
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	64,16	71,37	70,91
Para consumo residencial mayor a 140 kW.h y consumo no residencial				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	65,89	73,30	72,82

Alternativa 2

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Para consumo residencial menor o igual a 30 kW.h				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	44,67	50,65	49,64
Para consumo residencial mayor a 30 kW.h y menor o igual a 140 kW.h				
Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	ctm. S//kW.h	13,40	15,20	14,89
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	63,82	72,36	70,91
Para consumo residencial mayor a 140 kW.h y consumo no residencial				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	65,54	74,31	72,82

Variación (%)

Medición de una energía activa (1E)	Unidad	BT5B		
		Centro	Norte	Sur
Para consumo residencial menor o igual a 30 kW.h				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	-0,5%	1,4%	0,0%
Para consumo residencial mayor a 30 kW.h y menor o igual a 140 kW.h				
Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	ctm. S//kW.h	-0,5%	1,4%	0,0%
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	-0,5%	1,4%	0,0%
Para consumo residencial mayor a 140 kW.h y consumo no residencial				
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	-0,5%	1,4%	0,0%

Por lo indicado, se puede verificar que la implementación del mecanismo mediante la segunda alternativa, permitiría el traslado de precios de generación de cada distribuidor a sus usuarios regulados y reduciría el impacto tarifario originado por el cambio metodológico de determinación de precios de generación.

Por lo indicado, la Alternativa 2 es mejor que la alternativa 1 en términos de mitigar y reducir el impacto tarifario a los usuarios regulados, permitiendo eliminar casi por completo los efectos colaterales del precio único de generación para el SEIN y de su mecanismo de compensación descritos en el capítulo anterior. La propuesta normativa se desarrolla en el Anexo A del presente documento.

4.3 Evaluación del Precio a Nivel Generación único para el SEIN

Se ha descrito en el presente documento, que el Precio a Nivel Generación único para el SEIN, carece de justificación técnica. Al respecto, la motivación de equidad que le dio origen no es suficiente para justificar la afectación a la señal de precios de mercado que origina la determinación de dicho precio único nacional. Además, se han descrito diversos efectos colaterales que afectan a usuarios regulados y empresas. En general, la determinación de un precio único nacional de generación para usuarios regulados no ha limitado ni prevenido la volatilidad de precios de generación del mercado regulado. A lo largo de los dieciocho años de aplicación de dicho precio, los efectos metodológicos y la aleatoriedad de la demanda, han originado variaciones de dicho precio con tendencia al incremento.

Por otro lado, la determinación de un precio único de generación para los usuarios regulados del SEIN se ha convertido en la práctica en un mecanismo de subsidio, que se superpone al efecto de otros mecanismos de subsidios previstos como por ejemplo es el caso del subsidio del FOSE.

Finalmente, se puede verificar que la eliminación del precio único nacional origina la eliminación de casi todos los efectos adversos señalados. De este modo, se comprueba que el Precio a Nivel Generación único para el SEIN no ha cumplido con su objetivo de equidad y ha generado diversos efectos colaterales de afectación a usuarios y empresas.

Tabla 12 Evaluación del PNG único para el SEIN

Problemática	Propuesta	Resultado
Problemática de un precio único de generación	Eliminación del precio único	Corregido
Metodología de cálculo compleja que genera asimetrías de información	Eliminación del precio único	Corregido
Incentivos a ganancias no previstas en el marco normativo	Eliminación del precio único	Corregido
Externalidades financieras en concesionarios de distribución	Eliminación del precio único	Corregido
Desincentivo a la contratación eficiente		
Falta de un agente especializado en la gestión de licitaciones de suministro	Propuesta de agencia de licitaciones	Complementaria a la eliminación del precio único

4.4 Incentivo para la contratación eficiente de las distribuidoras

Con relación a los incentivos de contratación, que están plasmados en el Reglamento de Licitaciones, estos no parecen ser suficientes o adecuados. En la actualidad únicamente se han previsto incentivos para la contratación anticipada, el cual se aplica si la Distribuidora contrata con una anticipación mayor a 36 meses¹⁴. Sin embargo, no se consideran otros aspectos relevantes que afectan los incentivos previstos en la normatividad vigente, entre los cuales se tiene:

- 1) Las licitaciones llevadas a cabo por los distribuidores se orientaron mayoritariamente al largo plazo (el 93% de la energía entregada a usuarios regulado proviene de licitaciones de largo plazo).
- 2) Se observa una variación significativa de precios promedio de compra (obtenida de la diferencia de precios medios entre el máximo y mínimo observado). Dado que la mayor parte del suministro de energía se ha contratado mayoritariamente al largo plazo, se evidencia que la volatilidad de precios futuros observados en el momento de las licitaciones, se traslada al largo plazo, magnificándose su efecto producto de la aplicación de los factores de actualización de precios considerados en los contratos de suministro.
- 3) El incentivo de contratación anticipada no compensa los riesgos de sobre contratación de potencia o reducción del número de clientes regulados de la distribuidora.

¹⁴ Artículo 10° del Decreto Supremo N° 052-2007-EM.-

“Artículo 10°.- Incentivo para la Licitación Anticipada

En concordancia con el numeral 5.1 del artículo 5° de la Ley y conforme al artículo 10° de la Ley, el Licitante que convoque con una anticipación mayor a tres (3) años, contados a partir de la fecha de convocatoria, podrá incorporar a los precios de energía a sus Usuarios Regulados un Cargo Adicional (CA) a los precios obtenidos en la Licitación, calculado conforme a la siguiente expresión:

$$CA(\%) = (6^{-3})/2 \times (MA - 36)^2$$

Donde:

CA: Cargo Adicional expresado porcentualmente (%), redondeado a dos (2) cifras decimales.

MA: Cantidad de meses que median entre la fecha de convocatoria y la fecha de inicio del suministro.

En ningún caso el Cargo Adicional excederá el valor de tres por ciento (3%) y se aplicará sólo a la energía”

- 4) Las licitaciones incorporan en la oferta de precios a los precios de potencia. Siendo que el precio de potencia es una referencia acotada por el marco regulatorio, su inclusión en los contratos de suministro y su actualización prevista genera distorsiones de la señal de precios de generación.

Los aspectos antes indicados limitan los beneficios de los incentivos previstos, por ello, en base a la experiencia observada en la aplicación del MCUR y en consideración de las mejores prácticas regulatorias aplicadas en realizades similares al caso peruano se proponen algunas modificaciones normativas, con la explicación y sustento correspondiente.

4.5 Desarrollo de propuesta de mejora normativa del PNG y MCUR

De acuerdo con lo descrito, la propuesta normativa considera que el Precio a Nivel Generación sea determinado para cada concesionario de distribución y que dicho precio sea trasladado a sus propios usuarios. Asimismo, se prevé establecer una banda objetivo de precios que permita identificar a concesionarios de distribución que cuenten con precios de generación relativamente altos, por encima del valor máximo de la banda de precios señalada. En la eventualidad de existir precios de generación significativamente más altos los precios de estos concesionarios de distribución pueden ser reducidos con el aporte focalizado de los distribuidores con precios de generación por debajo del límite inferior de la banda objetivo de precios.

De este modo, el PNG sí permitiría trasladar precios de mercado no solo a los concesionarios de distribución sino también permitiría reflejar costos de mercado a las distintas barras del SEIN.

Se propone permitir el traslado de los precios de generación hacia sus propios usuarios regulados, promover la eficiencia en la contratación eficiente en los contratos de suministro para el mercado regulado, reducir la distorsión de señales de precios de generación en barras del SEIN introducida por la actual implementación del MCUR y limitar el mecanismo de transferencias que tampoco genere afectación en las empresas.

La propuesta de mejora que se propone en el presente trabajo se traduce en una modificación del artículo 29 de la Ley 28832, con el detalle en la redacción mostrado en el Anexo A.

4.6 Propuesta de creación de la entidad de licitaciones de suministro para el mercado regulado

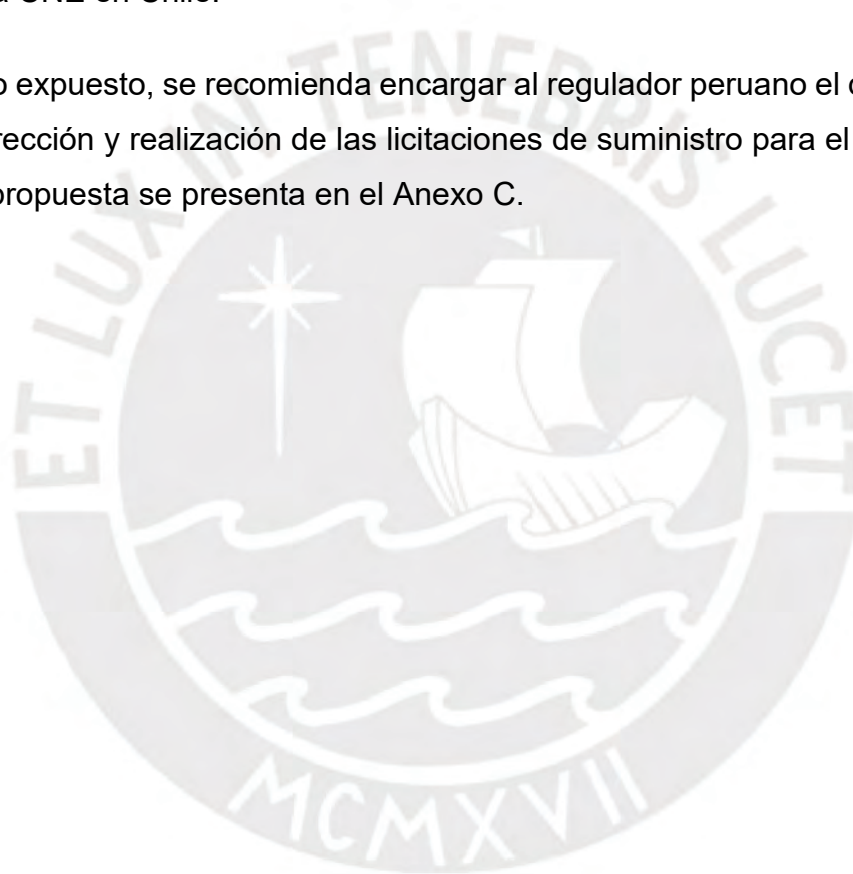
En el presente documento, se ha descrito la problemática relacionada a la formación de precios del mercado regulado. Las propuestas de mejora descritas han evaluado escenarios de asignación de costos de generación bajo el esquema vigente de organización y desarrollo de licitaciones de suministro; sin embargo, tal y como se ha descrito en la revisión de la experiencia internacional, se requiere de institucionalizar el encargo de licitaciones y desarrollar un nivel de especialización en dicho tema con el que ahora no se cuenta. La experiencia en países cercanos como Colombia, Chile y Brasil muestra que son variadas las opciones u alternativas de implementación de este tipo de agencias: desde darle el encargo al ente regulatorio del sector energía hasta la creación de una agencia técnicamente autónoma del regulador. En general, el asignar el encargo a un ente formal, es una mejora significativa del esquema actual que considera únicamente el encargo a comités de adjudicación del distribuidor que convoca la licitación. Cabe precisar que, transcurridos casi quince años desde la implementación de licitaciones de suministro introducidas por la Ley 28832, no se han generado mejoras metodológicas, ni se ha consolidado la información y conocimiento de los procesos de licitación llevados a cabo a través de los comités de adjudicación previstos en el Reglamento de Licitaciones vigente, ni se ha realizado una evaluación de desempeño o rendición de cuentas adecuado de los procesos llevados a cabo a la fecha que permita una mejora continua coadyuvando al desempeño eficiente de este tipo de procesos. Por lo tanto, es evidente que existe una gran oportunidad de mejora en estos aspectos.

Considerando que la Ley de Concesiones Eléctricas estableció la desintegración vertical de la actividad eléctrica, donde los concesionarios de distribución no tienen ni deberían tener incentivos económicos respecto de su intermediación en la provisión del suministro de energía y potencia para sus usuarios regulados, es razonable proponer que sea el propio Estado quien procure un mejor desempeño y resultado de

las licitaciones de suministro de energía para el mercado regulado. Por lo indicado, se propone que sea la agencia regulatoria del sector energía la que tenga el encargo de planificar y llevar a cabo los procesos de licitación de suministro para el mercado regulado.

Dicha alternativa, además, se podría implementar en menor tiempo que el requerido para la creación de una entidad u organización nueva, que requeriría además de una Ley expresa para tal fin; en cambio, es más flexible y no limitante el otorgar el encargo de licitaciones de suministro al regulador, de modo similar a como ocurre en el caso de la CNE en Chile.

Por lo expuesto, se recomienda encargar al regulador peruano el diseño, coordinación, dirección y realización de las licitaciones de suministro para el mercado regulado. La propuesta se presenta en el Anexo C.



CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

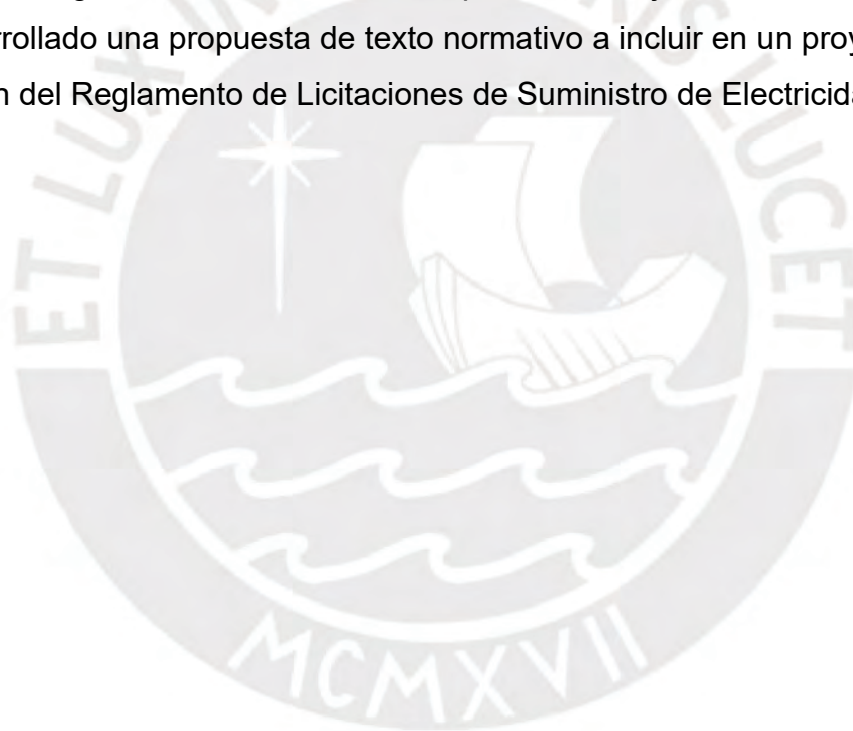
Para concluir el presente trabajo de tesis, en este capítulo se describen las conclusiones y recomendaciones obtenidas del trabajo de investigación.

- Se ha realizado una revisión de diversos aspectos conceptuales, metodológicos, normativos y procedimentales de las licitaciones de suministro para el mercado regulado, el precio a nivel generación y su mecanismo de compensación. Este es un primer documento académico que aborda una descripción detallada del PNG y su mecanismo de compensación
- Se han identificado diversos efectos colaterales negativos originados por la implementación de un precio único a nivel generación, siendo además que afecta la señal de eficiencia de precios en el sistema.
- La evaluación del cálculo del PNG y los precios adjudicados en licitaciones de suministro muestra que, en general, los contratos adjudicados han sido mayoritariamente de largo plazo. Además, debido a los parámetros de actualización de precios adjudicados, los precios en conjunto del PNG muestran una tendencia creciente.
- Las licitaciones de suministro no han significado la incorporación de oferta de generación nueva, en cambio, han originado en el tiempo una brecha de precios significativa entre el precio de licitaciones y del mercado de corto plazo.
- La determinación del PNG y MCUR no ha permitido trasladar oportunidades de reducción de precios en el mercado de corto plazo.
- A fin de mitigar los efectos adversos identificados, se requiere de la modificación de la definición de Precio a Nivel Generación, que debería corresponder al precio promedio ponderado de cada concesionario de distribución y que debería aplicarse únicamente a los propios usuarios de cada concesionario de distribución, es decir, eliminando casi completamente transferencias entre agentes y los efectos de ganancias/pérdidas financieras originadas por la demora en la efectividad de transferencias.
- Se ha evaluado el impacto de la modificación de la definición del PNG en dos escenarios alternativos a la situación vigente. La alternativa recomendada consiste en establecer la determinación de un precio de generación para cada

concesionario de distribución que se obtenga del promedio ponderado de los precios de compra de sus contratos de suministro. Asimismo, se establece una banda objetivo de precios de generación, determinando en cada oportunidad de revisión, un precio límite superior y otro inferior. En la eventualidad de existir precios de suministro por encima del límite superior, la diferencia y costo identificado será compensado por los concesionarios de distribución con precios de generación por debajo del límite inferior de precios. En su defecto, se establece un aporte proporcional de los demás concesionarios de distribución, con precios medios de generación por debajo del límite superior. De este modo, la modificación propuesta es de mínima afectación al mecanismo vigente, pero que sí permite la procura y búsqueda de precios eficientes de generación para el mercado regulado. En general, el resultado indica que el traslado de precios de generación de cada concesionario de distribución a sus propios usuarios genera la reducción de precios en varios sistemas eléctricos importantes. En aquellos lugares en donde el precio de generación se incrementa, dicho incremento no es significativo y puede abordarse con la introducción de una banda de precios, que permita cubrir el exceso de precios de los distribuidores con costos de generación mayores. En dicho escenario, se observa que no hay incremento significativo de precios para los usuarios de los distribuidores con los precios de generación más altos. Asimismo, para el resto de distribuidores se observa que el impacto tarifario a usuario final es casi nulo o incluso se observa una reducción de precios.

- Se ha evaluado y concluido que la determinación de un precio único de generación para los usuarios regulados del SEIN se ha convertido en la práctica en un mecanismo de subsidio, que se superpone al efecto de otros mecanismos de subsidios implementados como por ejemplo el subsidio del FOSE. En ese sentido, el Precio a Nivel Generación único para el SEIN no ha cumplido con su objetivo de equidad y ha generado diversos efectos colaterales de afectación a usuarios y empresas. En general, desde la perspectiva económica, los precios de generación en cada punto del SEIN deben reflejar los costos asociados. Si todos los precios de generación para el mercado regulado en el SEIN se promedian, se genera una señal equivocada o distorsionada del costo de generación en cada punto del sistema.

- De la evaluación de alternativas desarrolladas, se puede verificar que la eliminación del precio único nacional origina la eliminación de casi todos los efectos adversos descritos en el presente documento.
- Para que funcione de manera adecuada la propuesta de implementación del traslado de precios de cada distribuidor a sus usuarios regulados, se requiere que se introduzcan reformas en el proceso de licitaciones de suministro. Si se aplica únicamente la modificación metodológica del precio de generación de usuarios regulados, existe el riesgo de que dichos precios no sean eficientes en el tiempo.
- Como parte de las reformas al proceso de licitaciones, se propone la creación de una entidad especializada que tenga el encargo de planificar, coordinar, dirigir y llevar a cabo los procesos de licitación de suministro de energía y potencia para el mercado regulado. Se describen los aspectos de mejora de dicha iniciativa y se ha desarrollado una propuesta de texto normativo a incluir en un proyecto de modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad vigente.



ANEXO A.- PROPUESTA DE MODIFICACIONES NORMATIVAS

Se propone modificar el Capítulo Sexto Formación de Precios a Nivel Generación, artículo 29, con la siguiente redacción

Capítulo Sexto

Formación de Precios a Nivel Generación

Artículo 29.- La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados

29.1 Los Precios a Nivel Generación para Usuarios son los precios de generación que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios. Los precios generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente. El reglamento establecerá el mecanismo de traspaso de dichos precios promedio a los clientes sometidos a regulación de precios.

Periódicamente, el regulador establecerá una banda de precios promedio de generación. Aquellos concesionarios de distribución con precios promedio por encima del límite superior de la banda de precios recibirán aportes de los concesionarios de distribución con precios promedio de generación por debajo de la banda del límite inferior de la banda de precios. Para efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán referirse a la Barra Lima.

El Reglamento establecerá las precisiones metodológicas para la determinación de los precios de generación de cada concesionario de distribución y las transferencias que se requieran-

ANEXO B.- SUGERENCIAS AL PROYECTO DE REGLAMENTO DE LICITACIONES DE SUMINISTRO PARA EL MERCADO REGULADO

Como parte de los aportes del presente trabajo, se muestran a continuación las opiniones y sugerencias al Proyecto de Reglamento de Contrataciones de Electricidad para el Suministro de los Usuarios Regulados, publicado por Resolución Ministerial N° 127-2025-MEM/DM, publicada el 08 de abril de 2025, en cumplimiento de la Ley 32249. Estos comentarios fueron enviado al correo indicado en la mencionada pre-publicación (PREpublicaciones_DGE@minem.gob.pe):

Comentarios al Proyecto de Reglamento de Licitaciones publicado por Resolución Ministerial 127-2025-MINEM-DM

1. El proyecto no ha desarrollado criterios, procedimiento o tratamiento de lo señalado en el artículo 8 de la Ley 32249, que indica que cuando se modifiquen contratos de suministro que trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los distribuidores deben transferir a los consumidores el 50 % de dichas reducciones.

Asimismo, consideramos que esta disposición debería utilizarse para efectos de precisar la transferencia de ahorros a los consumidores producto de, por ejemplo, del pago anticipado, o, en pagos por intermediación, figuras que se han dado bajo el Reglamento de Licitaciones vigente.

Se considera que este tipo de beneficios, que escapa al alcance del modelo del contrato, también debería ser abordado en el Reglamento de Licitaciones.

2. Se recomienda revisar y precisar de mejor manera lo señalado en el artículo 8 del proyecto de Reglamento. No se precisa el concepto “destinatario”. Asimismo, no correspondería la recaudación de peajes del SST-SCT o FOSE por parte de los generadores en un contrato de suministro. Por lo indicado, se solicita precisar de mejor forma lo señalado en el artículo 8 del proyecto de reglamento.

3. Respecto a lo señalado en el artículo 15 del proyecto de Reglamento, las licitaciones de largo plazo que tengan por objeto la instalación de nuevas centrales de generación, éstas deberían de tener un tratamiento diferenciado y no ser incluidas con el mismo tratamiento de las licitaciones de suministro de las centrales existentes. Al respecto, los numerales 15.2 y 16.3 deberían de ser concordados o desarrollados en un título específico aplicable a licitaciones de Largo Plazo que sirvan para implementar generación nueva.

En particular, en el numeral 15.2 se indica que es OSINERGMIN quien define la necesidad de nuevos proyectos en el Programa de Licitaciones. Por otro lado, en el numeral 16.3, se indica que OSINERGMIN puede autorizar en el Programa de Licitaciones que los Postores respalden sus ofertas con centrales en operación comercial, lo cual contraviene el objetivo de nueva oferta de generación. Por otro lado, un Programa de Licitaciones no corresponde al proceso mismo de licitación, lo cual implicaría que el resultado de dicho tipo de proyectos provendría de una negociación bilateral y no de un resultado de subasta competitiva que es lo que se busca.

Por lo indicado, los criterios con relación a la promoción de inversiones en generación nueva deberían tener un desarrollo propio y detallado, con la claridad suficiente para cumplir con el objetivo de incremento de la oferta de generación y resultado competitivo en la respectiva licitación.

4. Se observa que los plazos de contratación señalados en el artículo 16 del proyecto de Reglamento, no son claros y presentarían una inconsistencia en su descripción. Al respecto, si los porcentajes son los permitidos, sería inconsistente que se cumplan los máximos simultáneamente. Por ello, consideramos que la descripción de la tabla del artículo 16 debe mejorarse. Por ejemplo, podría establecerse un mínimo objetivo y un máximo objetivo, de este modo, las posibilidades estarían acotadas a dichos valores límites. Por otro lado, los valores límite deberían de ser susceptibles de revisión, en consideración de la evolución del mercado. Los criterios para la revisión periódica de estos valores límites debería formar parte del Reglamento.

Límite máximo (% de la Demanda Total del Distribuidor)		Periodo de Carencia	Plazo Contractual
Largo Plazo	Máximo 40%	Mínimo 3 años y Máximo 6 años	Mínimo 10 años y Máximo 15 años
Mediano Plazo	Máximo 60%	Mínimo 2 años y Máximo 3 años	Mínimo 4 años y Máximo 5 años
Corto Plazo	Máximo 40%	Mínimo 1 año y Máximo 2 años	Mínimo 1 mes y Máximo 3 años

Por otro lado, se requiere sustentar o explicar el porcentaje máximo considerado para el Corto Plazo y si este está definido respecto a la definición de Demanda Total (que según lo expuesto en la exposición de motivos correspondería a la proyección de demanda a 10 años) o la demanda a la fecha de su requerimiento. Asimismo, se sugiere retirar el plazo mínimo (1 año) para el periodo de carencia en el corto plazo, considerando que es inconsistente con un plazo contractual de 1 mes, y que este puede ser atendido con la generación existente, salvo que haya un déficit, situación que la Ley y el Reglamento deben evitar. Se debe considerar que el corto plazo no requiere el ingreso de nueva generación y, al presente, constituye una oportunidad para la contratación de las centrales con energías renovables; se debe aclarar, asimismo, si el corto plazo puede incluir las demandas estacionarias.

Asimismo, se observa que el plazo contractual de los contratos de mediano plazo es, en términos prácticos, similar al del periodo propuesto para los contratos de corto plazo. Por lo indicado, considerando el peso otorgado a los contratos de largo plazo, se recomienda establecer un plazo contractual más diferenciado respecto a los contratos de corto plazo. Asimismo, se considera excesivo el periodo de carencia de 6 años para los proyectos de generación existente, por ello, se recomienda diferencias dicho plazo según el tipo de proyecto de generación existente o de nuevos proyectos.

Por otro lado, los plazos del artículo 16 deberían de ser concordantes con los que se indican en el artículo 12, referido al Programa de Licitaciones.

Las recomendaciones sugeridas en los cuadros de los artículos 12 y 15 son las siguientes:

Artículo 12.- Obligatoriedad del Programa de Licitaciones y de sus actualizaciones

Porcentajes de demanda a licitar

Años comprendidos	Demanda a contratar (% de demanda del distribuidor)	Plazos
1	100%	CP
2	90%	CP
3	80%	CP
4	70%	MP
5	60%	MP
6	50%	MP
7	40%	MP
8	30%	LP
9	20%	LP
10	10%	LP

Artículo 16.- Demanda a Licitar por cada modalidad de Licitación

	Mínimo	Máximo	Periodo de carencia	Plazo contractual
Largo Plazo	20%	30%	Mínimo 3 años y Máximo 5	10 o 15 años
Mediano Plazo	30%	40%	Mínimo 2 años y Máximo 3	4 a 6 años
Corto Plazo	20%	30%	Mínimo 1 años y Máximo 2	1 a 3 años

- Se considera que el Factor de Incentivo señalado en el Artículo 23 del proyecto de Reglamento no incorpora mejoras metodológicas respecto del Reglamento Vigente. Al respecto, el Factor F debería recoger no solo la comparación de precios de la licitación; en cambio, debería también considerar su comparación respecto de los precios medios vigentes del respectivo punto de suministro. No tiene sentido de eficiencia económica establecer incentivos de precios si los precios resultantes no incorporan una mejora de los precios actuales de suministro. En el supuesto desarrollado en el Reglamento, el incentivo propuesto significa en términos simples un incremento de los precios que asume el

usuario regulado sin un beneficio asociado. Cabe precisar que existen otros mecanismos para tratar la contratación oportuna del suministro.

6. Se observa que las potencias contratadas son invariables durante la vigencia del contrato, sin embargo, ni la Ley 28832 ni la Ley 32249, limitan la posibilidad de establecer en los procesos de licitación una potencia mínima y una máxima, de forma similar al uso en los contratos de suministro de usuarios libres. Se recomienda evaluar dicha posibilidad, complementaria a la posibilidad del mercado de excedentes.
7. Se debe aclarar la participación de los clientes libres o de su demanda en las licitaciones, señalada en el artículo 4, cuando de la definición del Reglamento, las subastas y los contratos se refieren sólo a las demandas de los clientes regulados. Al respecto, se sugiere establecer en la LCE y el Reglamento (y las normas relacionadas) que los clientes libres pueden ser atendidos solo por las empresas de generación de manera similar a Brasil, o que la energía que las empresas de distribución disponen para atender a estos clientes proviene de contratos bilaterales (contratos sin licitación) o explicitar cual sería el mecanismo para estos clientes.
8. Se sugiere modificar la definición 6 del artículo 3, Conductor del Proceso, agregando la alternativa de que la licitación pueda ser conducida y convocada por el regulador o una entidad independiente y diferente de las empresas de distribución. No existe evidencia que los incentivos y experiencia que tienen los distribuidores para la realización de las licitaciones y la contratación, señaladas o criticadas en la exposición de motivos, se verán mejorados por las penalidades propuestas en el Reglamento. Experiencias como la de Brasil, muestran que la designación de un órgano centralizado, como la ANEEL y la CCEE permiten la especialización y el planeamiento con una visión general, nacional, del mercado, que no sería el caso de una única empresa de distribución convocante o de un grupo de empresas. Se requiere, asimismo, un control de las demandas cubiertas por contratos existentes, que terminarían o podrían estar vigentes dentro de los plazos de contratación de una licitación.

Complementado la observación, se debe considerar que, transcurridos más de quince (15) años desde la realización de la primera licitación de suministro bajo el marco de la Ley 28832, la evolución de los precios adjudicados no evidencia resultados competitivos, aspecto que es de observar tomando en cuenta que únicamente se han adjudicado en dichos procesos, oferta de generación eléctrica existente, no lográndose alcanzar el objetivo de adjudicar oferta de generación nueva. Cabe precisar, que la actuación de OSINERGMIN es de conductor de los procesos, pero su actuación se ha circunscrito a su actuación aislada en los procesos de licitación no lográndose desarrollar un nivel de institucionalización de recopilación de información organizada de dichos procesos de licitación, identificación de evaluación continua de metodologías utilizadas o la implementación de repositorios de información o modelos prospectivos en una visión de largo plazo.

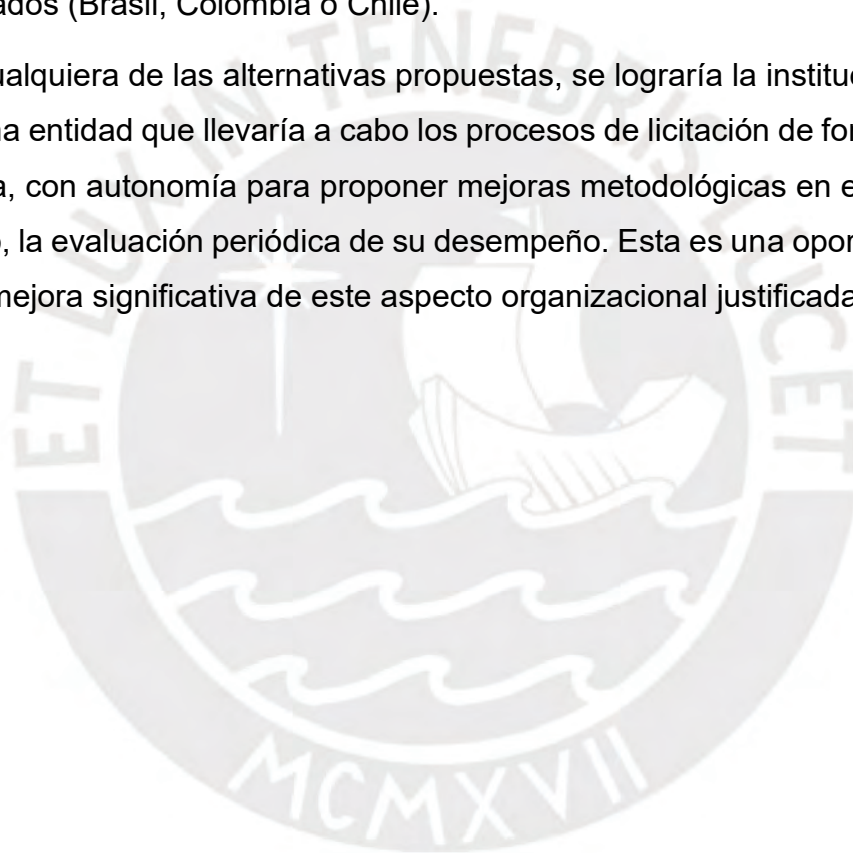
Por otro lado, tal y como se ha indicado, el mecanismo de licitaciones no genera incentivos suficientes para la contratación eficiente. Al respecto, el marco regulatorio peruano señala la separación de actividades, por lo cual, cualquier incentivo no será lo suficientemente significativo para alcanzar los objetivos de eficiencia en precios de generación que busca la Ley 28832 y su modificatoria, aprobada por Ley 32249. Este aspecto también respalda la evaluación de la creación de una agencia o unidad especializada con el encargo de las licitaciones de suministro.

Observamos que el proyecto plantea un avance respecto a la situación vigente, al incorporar el Programa de Licitaciones; sin embargo, consideramos que esta propuesta no garantiza un desempeño adecuado en los resultados de las licitaciones de suministro en consideración de aproximadamente 15 años de práctica de “Comités de adjudicación”, figura que no cambia con la propuesta publicada.

Por lo indicado, consideramos que el proyecto de Reglamento debería de proponer la creación de una agencia que se encargue del proceso de licitaciones de suministro de modo similar a lo implementado en Colombia (a través de Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME y XM) o de Brasil (a través de Empresa de Pesquisa Energética - EPE y Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Otra alternativa sería considerar la implementación organizacional del caso chileno, implementando cambios que permitan el encargo de las licitaciones a OSINERGMIN, quien sería responsable de diseñar, coordinar y dirigir los “procesos de licitación pública”, en el objeto de que las concesionarias de distribución dispongan de contratos de suministro de las concesionarias de distribución para atender la demanda de sus usuarios sujetos a regulación de precios. Se debe precisar que no existe limitación en la Ley 28832 o en la Ley 32249 que limiten la posibilidad de crear el ente autónomo que lleve a cabo periódicamente los procesos de licitación de suministro como se realiza los países indicados (Brasil, Colombia o Chile).

En cualquiera de las alternativas propuestas, se lograría la institucionalización de una entidad que llevaría a cabo los procesos de licitación de forma especializada, con autonomía para proponer mejoras metodológicas en el tiempo, así como, la evaluación periódica de su desempeño. Esta es una oportunidad para una mejora significativa de este aspecto organizacional justificada.



ANEXO C.- PROPUESTA NORMATIVA DE CREACIÓN DE ENTIDAD DE LICITACIONES DE SUMINISTRO

Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad

(...)

Artículo XX^o.- Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para dichos efectos, aquéllas deberán contar con contratos de suministro, los cuales deberán ser el resultado de procesos de licitación pública. Dichos procesos no podrán incluir consumos de clientes no sometidos a regulación de precios, como tampoco se podrán incluir posteriormente en la ejecución de los contratos resultantes.

El OSINERGMIN deberá diseñar, coordinar y dirigir la realización de tales procesos de licitación, cuyo objeto será que las concesionarias de distribución dispongan de contratos de suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios, con una antelación mínima de tres años a la fecha de inicio del suministro.

Las empresas concesionarias de distribución deberán sujetarse a lo dispuesto en las respectivas bases y a lo requerido por el OSINERGMIN para la realización de los procesos de licitación, de conformidad a lo dispuesto en el presente reglamento.

Los aspectos administrativos y de gestión que dispongan las bases respectivas serán de responsabilidad de las concesionarias de distribución licitantes, así como todos los gastos necesarios para el desarrollo del proceso de licitación.

Las licitaciones públicas a que se refiere este artículo deberán cumplir con los principios de no discriminación arbitraria, transparencia y estricta sujeción a las bases de licitación. La información contenida en las ofertas de los proponentes será de dominio público a través de un medio electrónico

Las concesionarias de servicio público de distribución deberán monitorear y proyectar su demanda futura permanentemente, debiendo informar semestralmente al OSINERGMIN, en forma justificada, detallada y documentada, las proyecciones de demanda, las necesidades de suministro a contratar y los supuestos y metodologías utilizados conforme al formato y contenido que defina el OSINERGMIN. El incumplimiento de la obligación establecida en el presente inciso, así como la entrega de

información errónea, incompleta o elaborada a partir de antecedentes no fidedignos, dará lugar a sanciones de acuerdo a la escala de multas del OSINERGMIN.

Corresponderá al OSINERGMIN, anualmente, y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico, determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios, sobre la base de la información proporcionada por las concesionarias de servicio público de distribución señalada en el artículo anterior.

El o los procesos de licitación se iniciarán con un informe preliminar de licitaciones del OSINERGMIN, el que se publicará por medios electrónicos, que contenga aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación. Las concesionarias de distribución, empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, que se inscriban en el registro correspondiente, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días contados desde su publicación y de acuerdo a los formatos, requisitos, condiciones, mecanismos de publicidad y registro que establezca el reglamento.

El OSINERGMIN deberá responder de manera fundada todas las observaciones técnicas que se realicen al informe, en un plazo no superior a treinta días. La Comisión deberá notificar el referido informe por medios electrónicos, el que deberá contener las modificaciones pertinentes producto de las observaciones que hayan sido acogidas.

El informe final contemplará, además, una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatro años.

ANEXO D.- CENTRALES DE GENERACIÓN DEL SEIN

Tabla 13 Centrales Hidroeléctricas del SEIN

Central	Potencia Efectiva MW (1)	Energía 2024 GWh	Factor de Planta 2024	Caudal Turbinable m ³ /seg	Rendimiento kWh/m ³
C.H. Cahua	45,4	272,40	68,3%	24,31	0,519
C.H. Cañón del Pato	265,6	1 528,34	65,5%	75,58	0,976
C.H. Carhuaquero	94,5	450,42	54,2%	21,06	1,246
C.H. Carhuaquero IV	10,0	71,38	81,2%	2,56	1,085
C.H. Caña Brava	5,7	27,99	55,9%	19,39	0,082
C.H. Mantaro	678,7	5 261,79	88,2%	106,00	1,779
C.H. Restitución	226,4	1 681,62	84,5%	105,56	0,596
C.H. Callahuanca	84,4	595,69	80,3%	24,70	0,949
C.H. Huampaní	30,9	220,59	81,2%	21,19	0,405
C.H. Huinco	277,9	1 297,65	53,1%	27,17	2,841
C.H. Matucana	137,0	922,15	76,6%	15,84	2,402
C.H. Moyopampa	69,2	549,96	90,4%	19,32	0,995
C.H. Yanango	43,1	214,73	56,7%	20,03	0,598
C.H. Chimay	152,3	770,18	57,5%	90,20	0,469
C.H. Malposo	48,5	243,89	57,2%	80,39	0,168
C.H. Oroya	9,1	53,62	67,0%	6,56	0,385
C.H. Pachachaca	9,9	37,79	46,7%	6,85	0,404
C.H. Yaupi	113,7	784,51	78,5%	29,05	1,087
C.H. Gallito Ciego	35,3	135,18	43,5%	41,11	0,239
C.H. Paríac	4,8	22,98	54,5%	2,70	0,494
C.H. Huanchor	19,8	157,46	90,5%	10,93	0,503
C.H. Misapuquio	3,9	24,12	70,3%	2,16	0,502
C.H. Huayllacho	0,2	0,80	45,6%	0,16	0,347
C.H. Yuncán	136,7	789,10	65,7%	29,91	1,27
C.H. Quitaraca	116,9	457,33	41,3%	15,49	2,097
C.H. Santa Rosa I	1,12	5,98	60,8%	5,75	0,054
C.H. Santa Rosa II	1,63	10,51	73,3%	4,68	0,097
C.H. Pochos II (2)	9,6	40,91	48,5%	60,91	0,044
C.H. Charcaní I	1,6	12,40	88,1%	10,24	0,043
C.H. Charcaní II	0,6	4,48	100,0%	6,16	0,027
C.H. Charcaní III	4,7	36,41	88,1%	10,10	0,129
C.H. Charcaní IV	15,4	94,68	69,9%	15,04	0,284
C.H. Charcaní V	146,6	697,40	54,1%	26,20	1,554
C.H. Charcaní VI	8,9	39,34	50,3%	14,97	0,165
C.H. Aricota I	22,1	60,95	31,3%	4,54	1,352
C.H. Machupicchu	168,8	1252,22	84,4%	55,83	0,84
C.H. San Gabán	115,7	764,20	75,1%	19,88	1,617
C.H. La Joya (2)	9,1	49,00	61,2%	8,95	0,282
C.H. Santa Cruz I (2)	6,6	37,46	64,6%	6,54	0,28
C.H. Santa Cruz II (2)	6,5	39,24	68,7%	6,27	0,288
C.H. Roncador (2)	3,7	23,81	73,6%	8,64	0,118
C.H. Platanal	227,1	1188,38	59,5%	40,70	1,55
C.H. Marañón	19,9	130,66	74,7%	26,41	0,209
C.H. Purmacana (2)	1,8	2,08	13,1%	2,14	0,234
C.H. Huasahuasi I (2)	9,9	44,94	51,6%	6,49	0,424
C.H. Huasahuasi II (2)	10,0	47,97	54,6%	6,54	0,425
C.H. Yanapampa (2)	3,9	24,72	72,1%	19,87	0,055
C.H. Nuevo Imperial (2)	4,0	27,92	79,4%	7,46	0,149
C.H. Pizarras (2)	19,2	85,30	50,5%	22,97	0,232
C.H. Huanza	98,3	462,67	53,5%	16,32	1,673
C.H. Runatullo III (2)	20,0	109,50	62,3%	5,51	1,008
C.H. Runatullo II (2)	20,0	96,60	54,9%	7,17	0,775
C.H. Canchayillo (2)	5,2	31,37	68,6%	6,69	0,216
C.H. Cheves	179,6	885,00	56,0%	34,34	1,453
C.H. Santa Teresa	89,9	617,28	78,1%	53,07	0,471
C.H. Cerro del Águila	582,5	3429,53	67,0%	242,77	0,667
C.H. MCH. Cerro del Águila	10,4	51,31	56,1%	19,19	0,151
C.H. Chancay (2)	20,3	161,1	90,3%	3,48	1,62
C.H. Rucuy (2)	20,3	132,81	74,4%	3,48	1,62

Central	Potencia Efectiva MW (1)	Energía 2024 GWh	Factor de Planta 2024	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
C.H. Potrero (2)	20,2	97,25	54,8%	18,40	0,305
C.H. Yarucaya (2)	18,1	137,50	86,4%	13,48	0,373
C.H. Chaglla	470,4	2010,88	48,6%	148,37	0,881
C.H. PCH. Chaglla	6,4	53,78	95,6%	3,68	0,483
C.H. Renovandes HI (2)	20,9	163,10	88,8%	7,57	0,767
C.H. Her I (2)	0,7	4,67	75,8%	18,27	0,011
C.H. Angel I (2)	20,1	99,47	56,3%	8,15	0,685
C.H. Angel II (2)	20,0	105,62	60,1%	8,12	0,684
C.H. Angel III (2)	20,1	104,57	59,2%	8,19	0,682
C.H. Carhuac (2)	20,4	126,52	70,6%	14,19	0,399
C.H. El Carmen (2)	8,6	43,20	57,1%	4,35	0,549
C.H. B de Agosto (2)	20,6	108,20	59,7%	17,55	0,326
C.H. Manta (2)	20,8	90,91	49,7%	6,00	0,963
C.H. La Virgen	84,0	384,62	52,1%	28,58	0,816
C.H. Huallin	2,0	10,87	90,7%	2,00	0,278
Total	5 238,2	30 811,00	65,8%		

Notas:

(1) Potencias Efectivas actualizadas al 31.01.2025

(2) Central hidroeléctrica adjudicada de subasta RER.

(3) Adicionalmente la C.H. Aricota II ingresó en Operación Comercial a finales de enero 2025 con 12,2 MW.

Fuente: OSINERGMIN. Informe 136-2025-GRT.

Tabla 14 Centrales Termoelectricas del SEIN

Central	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Especifico Und. /kWh
Turbo Gas Natural Malacas TG6	49,6	Gas Natural	9,910
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	91,6	Gas Natural	11,171
Turbo Gas Natural Oquendo	32,2	Gas Natural	9,800
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	53,7	Gas Natural	12,670
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	47,9	Gas Natural	12,878
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	108,6	Gas Natural	11,331
Turbo Vapor de Shougesa	61,8	Residual 500	0,330
G. Diesel Shougesa	1,1	Diesel B5 S-50	0,232
Turbo Gas Natural Aguaytia TG1	89,5	Gas Natural	11,609
Turbo Gas Natural Aguaytia TG2	89,9	Gas Natural	11,479
G. Diesel Tumbes	17,3	Diesel B5 S-50	0,180
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	223,4	Gas Natural	7,118
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	13,6	Gas Natural	7,182
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	225,9	Gas Natural	7,100
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	13,2	Gas Natural	7,134
Turbo Gas Natural Santa Rosa TGB	191,2	Gas Natural	10,204
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	321,8	Gas Natural	6,514
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	10,3	Diesel B5 S-50	0,222
Chilina TG	12,2	Diesel B5 S-50	0,360
Mollendo I GD	24,5	Diesel B5 S-50	0,202
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	23,1	Gas Natural	8,848
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	297,3	Gas Natural	6,979
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	285,9	Gas Natural	6,978
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	302,3	Gas Natural	6,927
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	308,1	Gas Natural	6,783
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	285,7	Gas Natural	6,709
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	286,3	Gas Natural	6,691
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	259,2	Gas Natural	6,873
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	254,9	Gas Natural	6,587
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	289,2	Gas Natural	6,902
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	110,5	Gas Natural	7,163
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	184,9	Diesel B5 S-50	0,231
Reserva Fria Puerto Eten	225,1	Diesel B5 S-50	0,237
NEPI	618,6	Diesel B5 S-50	0,230

Central	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und. /kWh
Reserva Fria Ilo	502,8	Diesel B5 S-50	0,230
Reserva Fria Pucallpa	44,1	Diesel B5	0,260
Reserva Fria Puerto Maldonado	17,4	Diesel B5 S-50	0,254
Puerto Bravo	723,4	Diesel B5 S-50	0,234
Recka TGI	179,4	Diesel B5 S-50	0,240
Total	6877,4		

Notas:

GD: Grupo Diesel

TV: Turbina a vapor

TG: Turbinas operando con Gas Natural, Diesel B5 o B5 S-50

Und.: para el Diesel B5 o B5 S-50, Residual y Carbón. MBTU para el Gas Natural

Fuente: OSINERGMIN. Informe 136-2025-GRT.

Tabla 15 Centrales RER del SEIN

Central	Propietario	Fuente de Energía	Potencia MW	Energía Anual Adjudicada GWh
C.T. Cogeneración Paramonga I	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Biomasa	14,73	97,75
C.T. Huaycoloro	Petramas S.A.C.	Biomasa	4,45	28,30
C.T. Biomasa La Gringa V	Petramas S.A.C.	Biomasa	2,92	14,02
C.T. Doña Catalina	Petramas S.A.C.	Biomasa	1,93	14,50
C.T. Callao	Petramas S.A.C.	Biomasa	1,96	14,50
C.S. Repartición Solar 20T	Repartición Arcus S.A.C.	Solar	20	37,44
C.S. Majes Solar 20T	Majes Arcus S.A.C.	Solar	20	37,63
C.S. Tacna Solar 20T	Tacna Solar S.A.C.	Solar	20	47,20
C.S. Panamericana Solar 20TS	Panamericana Solar S.A.C.	Solar	20	50,68
C.S. Maquegua FV	Maquegua FV S.A.C.	Solar	16	43,00
C.E. Marcona	Parque Eólico Marcona S.A.C.	Eólica	32	148,38
C.E. Talara	Energía Eólica S.A.	Eólica	30,86	119,67
C.E. Cupisnique	Energía Eólica S.A.	Eólica	83,15	302,95
C.E. Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	Eólica	97,15	415,76
C.S. Rubí	Orygen Perú S.A.A.	Solar	144,48	415,00
C.S. Intipampa	Engie Energía Perú S.A.	Solar	44,54	108,40
C.E. Wayra I	Orygen Perú S.A.A.	Eólica	132,3	573,00
C.E. Dunas (*)	GR Taruca S.A.C.	Eólica	18,37	81,00
C.E. Huambos (*)	GR Paino S.A.C.	Eólica	18,37	84,60
C.T. Maple (**)	Agroaurora S.A.C.	Biomasa	20,69	-
C.T. San Jacinto (**)	Agroindustrias San Jacinto S.A.	Biomasa	8,32	-
C.T. Caña Brava (**)	Bioenergía del Chira S.A.	Biomasa	11,59	-
C.S. Yarucaya (**)	Colca Solar S.A.C.	Solar	1,29	-
C.E. Punta Lomitas (**)	Engie Energía Perú S.A.	Eólica	260	-
C.E. Expansión Punta Lomitas (**)	Engie Energía Perú S.A.	Eólica	36,4	-
C.S. Carhuaquero (**)	Kondu S.A.C.	Solar	0,55	-
C.S. Ciemesi (**)	Orygen Perú S.A.A.	Solar	114,93	-
C.E. San Juan (**)	Energía Renovable del Sur S.A.	Eólica	135,7	-
C.E. Wayra Extensión (**)	Orygen Perú S.A.A.	Eólica	177	-
C.S. Matarani (**)	GR Cortarrama S.A.C.	Solar	80	-
Total			1569,68	2 663,8

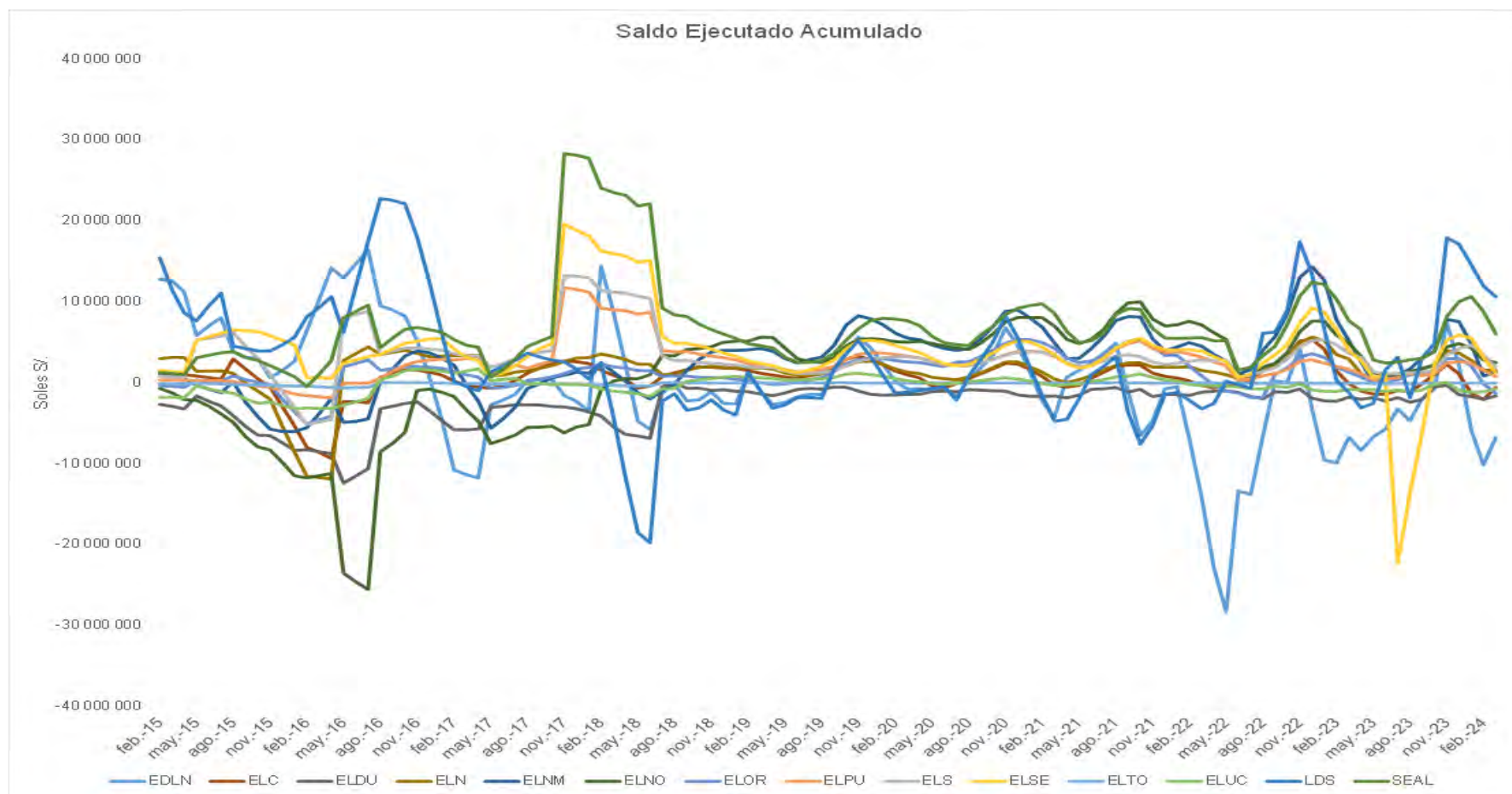
Notas:

(1) Mediante los Oficios N° 318-2021-MINEM/DGE y 320-2021-MINEM/DGE, se informó que dicho Ministerio decidió resolver los Contratos RER suscritos.

(2) No corresponde a Subastas RER.

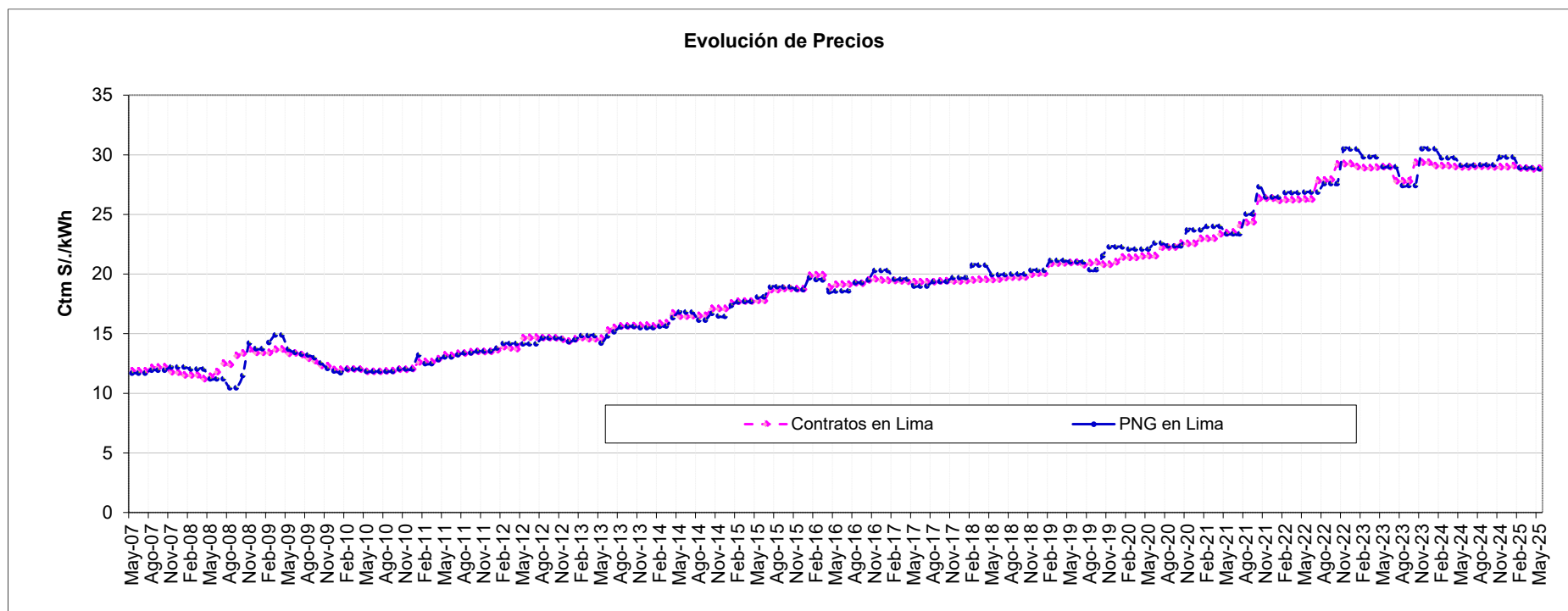
ANEXO E.- TRANSFERENCIAS Y SALDOS DEL MCUR

Saldos ejecutados acumulados en el periodo febrero 2015 – febrero 2024



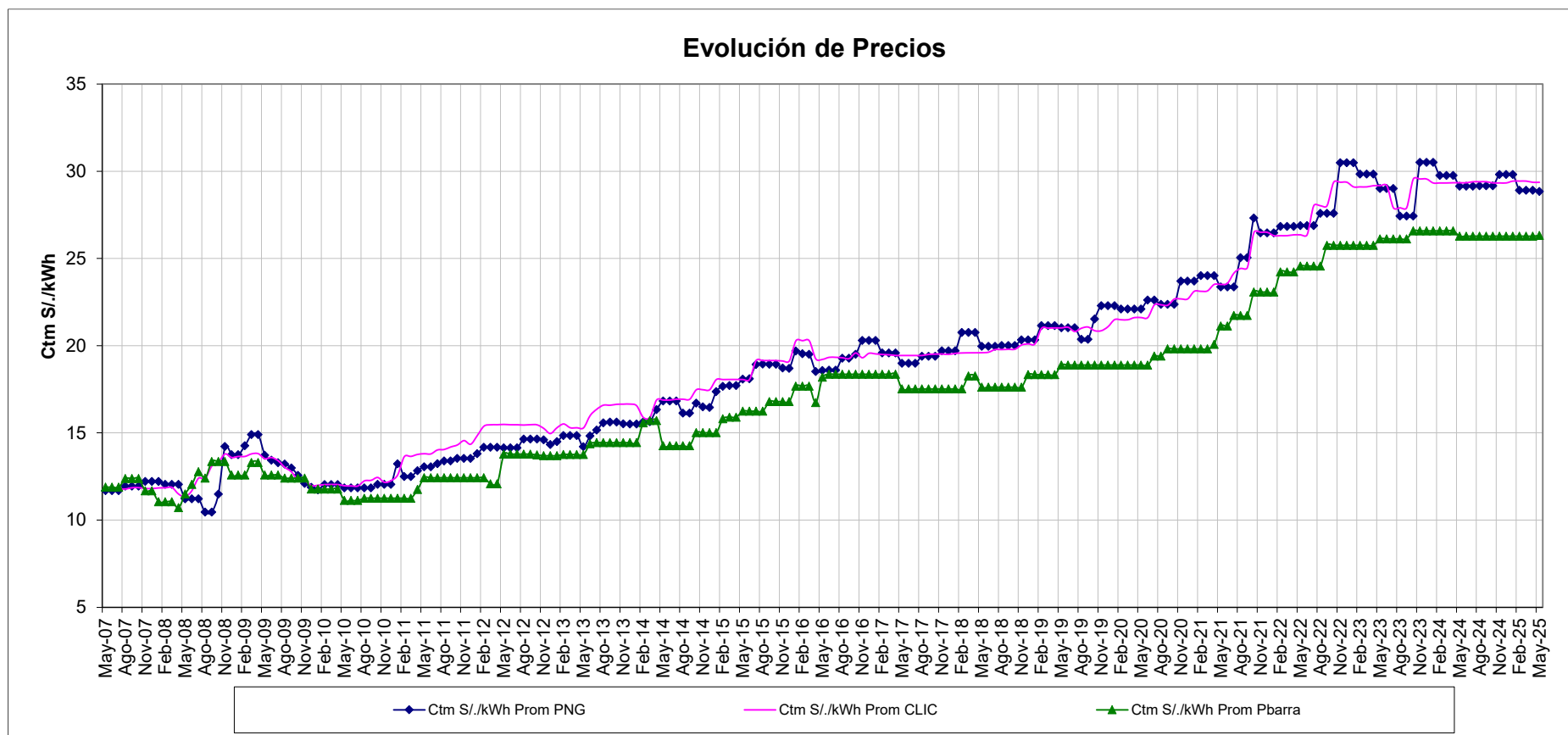
Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

Evolución del PNG y Precio de contratos de suministro



Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

Evolución de precios PNG, Precio en Barra y Precio de Licitaciones



Fuente: OSINERGMIN. Elaboración propia.

ANEXO E.- DIFERENCIA REAL ENTRE EL PRECIO EN BARRA PRECIOS PROMEDIO DE LICITACIONES

Resolución Osinergmin 168-2007-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de enero de 2007

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	15,37	10,82	8,63
Barra Teórico	14,08	11,40	8,78

Precio Licitación	11,771	Cent.S/ kWh
Precio Teórico	11,777	Cent.S/ kWh
Comparación	1,0005	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste	1,0000	

Resolución Osinergmin 341-2008-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2008

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	13,84	10,10	7,76
Barra Teórico	13,53	11,31	8,12

Precio Licitación	10,677	Cent.S/kWh
Precio Teórico	11,157	Cent.S/kWh
Comparación	1,0450	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste	1,0000	



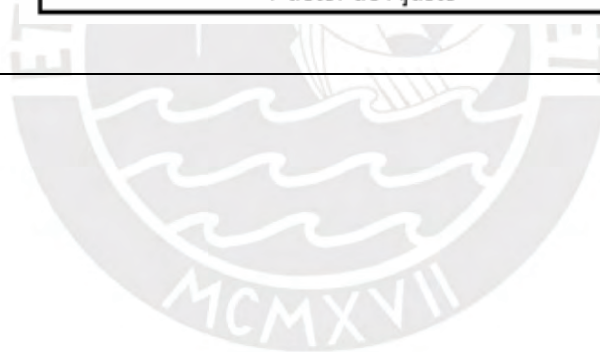
Resolución Osinergmin 053-2009-OS/CD

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2009

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	16,06	13,30	10,35
Barra Teórico	17,81	11,64	9,71

Precio Licitación	13,717	Cent.S./kWh
Precio Teórico	13,181	Cent.S./kWh
Comparación	0,9609	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste	1,0000	



Resolución Osinergmin 079-2010-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de enero de 2010

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	15,04	11,61	8,90
Barra Teórico	16,53	9,81	7,87

Precio Licitación	12,062	Cent.S//kWh
Precio Teórico	11,141	Cent.S//kWh
Comparación	0,9236	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste	1,0000	

Resolución Osinergmin 067-2011-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2011

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh	
Ponderado Licitaciones	15,06	13,94	10,40	
Barra Teórico	16,91	8,40	8,05	
Precio Licitación	2,596	11,083	13,679	Cent.S//kWh
Precio Teórico	2,915	8,115	11,030	Cent.S//kWh
Comparación			0,8064	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,1578	



Resolución Osinergmin 057-2012-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2012

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	15,99	15,39	12,07
Barra Teórico	17,52	8,36	7,63

Precio Licitación	2,740	12,710	15,449	Cent.S/kWh
Precio Teórico	3,003	7,775	10,777	Cent.S/kWh
Comparación			0,6976	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,4022	



Resolución Osinergmin 053-2013-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2013

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	16,35	14,53	11,93
Barra Teórico	17,44	8,38	7,37

Precio Licitación	2,820	12,430	15,251	Cent.S/.kWh
Precio Teórico	3,008	7,564	10,572	Cent.S/.kWh
Comparación			0,6932	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,4169	



Resolución Osinergmin 067-2014-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2014

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	17,88	15,07	12,17
Barra Teórico	17,69	8,09	7,32

Precio Licitación	3,058	12,730	15,788	Cent.S/./kWh
Precio Teórico	3,025	7,472	10,496	Cent.S/./kWh
Comparación			0,6648	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,4970	



Resolución Osinergmin 067-2015-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2015

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	19,15	17,45	14,06
Barra Teórico	19,01	8,20	7,75

Precio Licitación	3,199	14,709	17,908	Cent.S/.kWh
Precio Teórico	3,176	7,834	11,010	Cent.S/.kWh
Comparación			0,6148	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,6520	

Resolución Osinergmin 074-2016-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2016

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	21,74	19,72	15,88
Barra Teórico	20,09	8,06	7,60

Precio Licitación	3,727	16,624	20,351	Cent.S/.kWh
Precio Teórico	3,445	7,692	11,137	Cent.S/.kWh
Comparación			0,5472	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,9332	



Resolución Osinergmin 060-2017-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2017

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	21,35	18,64	15,05
Barra Teórico	20,15	8,93	8,37

Precio Licitación	3,488	15,745	19,233	Cent S/ /kWh
Precio Teórico	3,292	8,482	11,775	Cent S/ /kWh
Comparación			0,6122	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,6526	



Resolución Osinergmin 056-2018-OS/CD

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2018

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	21,41	18,76	15,15
Barra Teórico	20,00	8,07	7,76

Precio Licitación	3,436	15,849	19,285	Cent.S/kWh
Precio Teórico	3,209	7,818	11,027	Cent.S/kWh
Comparación			0,5718	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,8095	



Resolución Osinergmin 061-2019-OS/CD

Cuadro N° 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2019

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	22,49	20,23	16,31
Barra Teórico	20,67	9,45	8,57

Precio Licitación	3,706	17,075	20,781	Cent.S/.kWh
Precio Teórico	3,405	8,740	12,145	Cent.S/.kWh
Comparación			0,5845	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,7503	



Resolución Osinergmin 068-2020-OS/CD

Cuadro N°5.2. Comparación Precio Ponderado vs Teórico

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO				
Valores al 31 de marzo de 2020				
	PPM	PEMP	PEFP	
	S/kW-mes	Ctm. S/ /kWh	Ctm. S/ /kWh	
Ponderado Licitaciones	22,94	20,82	16,83	
Barra Teórico	20,68	8,55	8,42	
Precio Licitación	3,699	17,575	21,274	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	3,335	8,446	11,781	Ctm. S/ /kWh
Comparación			0,5538	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,8721	

Resolución Osinergmin 067-2021-OS/CD

Cuadro N°5.2. Comparación Precio Ponderado vs Teórico al 31 de marzo de 2021

	PPM	PEMP	PEFP	
	S/kW-mes	Ctm. S/ /kWh	Ctm. S/ /kWh	
Ponderado Licitaciones	25,08	22,63	18,29	
Barra Teórico	21,10	9,37	8,79	
Precio Licitación	4,417	19,108	23,525	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	3,717	8,897	12,614	Ctm. S/ /kWh
Comparación			0,5362	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,9620	

Resolución Osinergmin 057-2022-OS/CD

Cuadro N°5.2. Comparación Precio Ponderado vs Teórico

FIJACION DE TARIFAS : 2022 - 2023				
COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO vs TEÓRICO				
Valores al 31 de enero de 2022				
	PPM S//kW-mes	PEMP Ctm. S//kWh	PEFP Ctm. S//kWh	
Ponderado Licitaciones	27,49	25,65	20,77	
Barra Teórico	20,69	10,59	10,33	
Precio Licitación	4,441	21,686	26,127	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	3,342	10,375	13,717	Ctm. S/ /kWh
Comparación			0,5250	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,9443	

Resolución Osinergmin 056-2023-OS/CD

Cuadro N°5.2. Comparación Precio Ponderado vs Teórico

	PPM S//kW-mes	PEMP Ctm. S//kWh	PEFP Ctm. S//kWh	
Ponderado Licitaciones	30,04	28,31	22,86	
Barra Teórico	21,77	12,62	12,33	
Precio Licitación	4,866	23,868	28,73	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	3,527	12,383	15,91	Ctm. S/ /kWh
Comparación			0,5537	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,8036	

Resolución Osinergmin 051-2024-OS/CD

Cuadro N°5.2. Comparación Precio Ponderado vs Teórico

	PPM S//kW-mes	PEMP Ctm. S//kWh	PEFP Ctm. S//kWh	
Ponderado Licitaciones	29,68	28,35	23,14	
Barra Teórico	22,12	12,64	11,93	
Precio Licitación	4,808	24,104	28,91	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	3,583	12,064	15,65	Ctm. S/ /kWh
Comparación			0,5412	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,8600	

Resolución Osinergmin 048-2025-OS/CD

	PPM S//kW-mes	PEMP Ctm. S//kWh	PEFP Ctm. S//kWh	
Ponderado Licitaciones	29,79	28,36	23,15	
Ponderado Libres	25,26	15,45	14,81	
Barra Teórico	21,58	11,45	10,61	
Precio Licitación	4,825	24,108	28,93	Ctm. S/ /kWh
Precio Libre	4,092	14,925	19,02	Ctm. S/ /kWh
Precio Ponderado			21,80	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	3,496	10,764	14,26	Ctm. S/ /kWh
Comparación			0,6542	Teórico/(Licitación + Libre)
Factor de Ajuste			1,4976	

Bibliografía

- ARIAE. (2017). *El sistema de las subastas en el Brasil*. Obtenido de ARIAE:
https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-04/08.subastas_brasil_aneel%20.pdf
- Butrón, C. O., & Cerida, A. C. (2020). *Propuesta de un marco regulatorio que incentive las inversiones eficientes en generación eléctrica en el Perú*. Obtenido de Pontificia Universidad Católica del Perú:
<http://hdl.handle.net/20.500.12404/16948>
- Canesse, M. (2013). *La Tarifa Social de la Energía en América Latina y el Caribe*. Obtenido de OLADE: <https://www.olade.org/publicaciones/la-tarifa-social-de-la-energia-en-america-latina-y-el-caribe/>
- CCEE. (2021). *PANEL: Desafíos y oportunidades para la operación del mercado mayorista brasileño*. Obtenido de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE:
[https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/2021_Apresenta%C3%83%C2%A7%C3%83%C2%A3o%20CIER_Dornellas%20-%20Espa%C3%83%C2%B1ol_VF%20\(1\).pdf/7f277937-ec0f-e6d5-5f68-f74322b3010f](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/2021_Apresenta%C3%83%C2%A7%C3%83%C2%A3o%20CIER_Dornellas%20-%20Espa%C3%83%C2%B1ol_VF%20(1).pdf/7f277937-ec0f-e6d5-5f68-f74322b3010f)
- CCEE. (2025). *Boletim de Dados e Análises de Leilão. Boletim informativo re-ferente aos 32º (A-1), 33º (A-2) e 34º (A-3) Leilões de Energia Existente. InfoLeilão - 38 - 32º, 33º e 34º LEE A-1, A-2 e A-3 - 2024*. Obtenido de CCEE Brasil. Publicado el 6 de diciembre de 2024:
https://www.ccee.org.br/documents/80415/28965318/Info-Leil%C3%A3o_32-33-34_LEE_A-1_A-2_A-3.pdf/d13f500a-85f7-5eb5-85e4-43ed31b5a05a
- CCEE. (2025b). *Espaço do Participante. Agenda e Resultados dos Leilões*. Obtenido de CCEE Brasil: <https://www.ccee.org.br/mercado/leilao-mercado>
- CNE. (2017). *Nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados: Un caso de éxito. Junio 2017*. Obtenido de Comisión Nacional de Energía: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>

- CNE. (25 de junio de 2025). *Pricing. Electricity*. Obtenido de Comisión Nacional de Energía: <https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/>
- Conrad, R. H. (4 de Mayo de 2014). *Nine Reasons Why Today's "Smart" Meter Systems Are A Mistake*. Obtenido de Take Back Your Power: <https://www.takebackyourpower.net/nine-reasons-why-smart-utility-meters-are-a-big-mistake/>
- Cramton, P. (2003). *Electricity Market Design: The Good, the Bad, and the Ugly. Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1109/HICSS.2003.1173866>
- Dammert, A., García, R., & Molinelli, F. (2024). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Díaz, S., Gómez, Y., Noriega, E. M., & Silva, M. (2017). Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de America Latina. *Espacios Vol. 38 (Nº 58)*, 22 - 32. Obtenido de <https://hdl.handle.net/11323/1926>
- Espinoza Quiñones, L. (2018). *Informe de la sobreoferta de Generación en el SEIN, sus impactos y alternativa de solución*. Obtenido de [https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/7%20Informe%20Sobreoferta%20Generacion%20en%20SEIN%20L_Espinoza_Reg2726750\(1\).pdf](https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/7%20Informe%20Sobreoferta%20Generacion%20en%20SEIN%20L_Espinoza_Reg2726750(1).pdf)
- Fernandez, D. (9 de marzo de 2018). *Los 4 modelos de mercado eléctrico*. Obtenido de <https://danifernandez.org/articulo/los-4-modelos-mercado-electrico/>
- Gómez, T., Rodilla, P., Cossent, R., & Mastropietro, P. (2021). *Modernization of the Peruvian electricity system. Pillar 3: innovation in distribution and retail. Final deliverable: best practices and recommendations*. Pontificia Universidad Comillas. Instituto de Investigación Tecnológica. Obtenido de https://www.iit.comillas.edu/publicacion/informetecnico/es/161/Modernization_of_the_Peruvian_electricity_system._Pillar_3:_innovation_in_distribution_and_retail._Final_deliverable:_best_practices_and_recommendations
- Greer, M. (2011). *Electricity cost modeling calculations*. Elsevier Inc.
- Hochberg, M., & Poudineh, R. (2018). *Renewable Auction Design in Theory and Practice: Lessons from the Experiences of Brazil and Mexico*. Oxford Institute for Energy Studies. <https://doi.org/https://doi.org/10.26889/9781784671068>

- Hogan, W. W. (1998). *Locational Marginal Pricing and the Management of Congestion in Wholesale Power Markets*. Obtenido de Harvard University.
- Hunt, S., & Shuttleworth, G. (1996). *Competition and choice in Electricity*. NY: John Wiley & Sons.
- Luyo, J. (2012). De las crisis a las Reformas regulatorias en el Sector Energía. *Revista de Derecho Administrativo*, 12(2), 77-85. Obtenido de <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13520>
- Matta Aylwin, M., Miranda Bravo, F., & Rodríguez Flores, E. (2017). *Nueva ley chilena de licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados: Un caso de éxito*. Comisión Nacional de Energía (CNE). Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-Eléctrico.pdf>
- Milgrom, P. R., & Weber, R. J. (1982). A Theory of Auctions and Competitive Bidding. *Econometrica*, 50(5), 1089–1122. <https://doi.org/https://doi.org/10.2307/1911865>
- Mocarquer, S., Moreno de la Carrera, J., Moreno, R., & Rudnick, H. (14 de Enero de 2012). *Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile. Dificultades y oportunidades*. Obtenido de Estudios Públicos. 125: <https://www.estudiospublicos.cl/index.php/cep/article/view/316>
- Myerson, R. B. (1981). Optimal Auction Design. *Mathematics of Operations Research*, 6(1), 58–73. Obtenido de <http://www.jstor.org/stable/3689266>
- Niewerth, S., Vogt, P., & Thewes, M. (2022). Tender evaluation through efficiency analysis for public construction contracts. *Frontiers of Engineering Management*, 9, 148–158. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s42524-020-0119-z>
- Olivares, J. (2022). *Las subastas de contratos como mecanismo para la garantía de suministro: el caso peruano*. Obtenido de Pontificia Universidad Católica del Perú: <http://hdl.handle.net/20.500.12404/22561>
- Osinermin. (2011). *Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales*. Obtenido de

Documento de Trabajo No 32, Oficina de Estudios Económicos – Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria:

<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/1297371-documento-de-trabajo-32-mercados-de-capacidad-y-confiabilidad-en-el-sector-electrico-aspectos-conceptuales-y-experiencias-internacionales>

Osinergmin. (2024). *Informe Técnico N° 036-2024-GRT: Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN. Periodo febrero – abril 2024*. Obtenido de

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5824162/5166262-informe-tecnico-036-2024-grt.pdf?v=1707321463>

Ramos, D., & Salinas, C. (2015). *Evaluación de las Licitaciones entre Empresas Generadoras y Distribuidoras en el Mercado Mayorista Regulado del Sector Eléctrico*. Obtenido de Universidad del Pacífico:

<https://repositorio.up.edu.pe/item/5a107795-4566-4c76-98ac-84bdf85514e6>

Rothwell, G., & Gomez, T. (2003). *Electricity Economics. Regulation and Deregulation*. IEEE Press & Wiley Interscience.

Sanchez, J. J., Buenalaya, S., Romero, C. I., & Chang, P. (2020). *Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad*. Obtenido de Informes de los Grupos de Trabajo de la CRSE:

https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/4_200727-Informe-Licitaciones.pdf

Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, E. R. (1987). *Spot pricing of electricity*. The Kluwer international series in engineering and computer science. Power electronics.

Stagnaro, C., Amenta, C., Di Croce, G., & Lavecchia, L. (2018). *Managing the liberalization of Italy's retail electricity market: a policy proposal*. Florence School of Regulation. Obtenido de

<https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/58204>

Stoft, S. (2002). *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*. IEEE Pres & Wiley Interscience.

- Tolmasquim, M., Correia, T., Addas Porto, N., & Kruger, W. (2021). Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil. *Energy Policy*, Volume 158, 2021, 112558, ISSN 0301-4215.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112558>
- Tolmasquim, M., Hallack, M., & Yopez, A. (2020). *Las subastas de renovables: del Premio Nobel de Economía al éxito de América Latina*. Obtenido de IADB: <https://blogs.iadb.org/energia/es/las-subastas-de-renovables-del-premio-nobel-de-economia-al-exito-de-america-latina/>
- Uribe & Leiva. (2020). *Consultoría para perfeccionamiento del Mecanismo de Incentivo en Generación Eléctrica mediante Licitaciones de Suministro*. Obtenido de Documentos de Trabajo de la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad (CRSE): [https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/4%20Perfeccionamiento%20de%20las%20Licitaciones%20\(UL\).pdf](https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/4%20Perfeccionamiento%20de%20las%20Licitaciones%20(UL).pdf)
- Viscidi, L., & Yépez-García, A. (2020). *Subastas de energía limpia en América Latina*. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.18235/0002133>
- Wilson, R. (2002). Architecture of Power Markets. *Econometrica*, 70(4), 1299-1340.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1111/1468-0262.00334>
- Wurman, P. R., Wellman, M. P., & Walsh, W. E. (2001). A Parametrization of the Auction Design Space. *Games and Economic Behavior*, 35(1-2), 304-338.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1006/game.2000.0828>
- Comisión MEM-OSINERG (2005). *Libro Blanco: Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*. Lima: MEM-OSINERG.
- Davidson, Eric (2000). *You can't eat GNP: Economics as if Ecology mattered*, Perseus Publishing. Cambridge, MA.
- Franco, J, Aragón, G. (2010). *“La focalización es relevante: propuesta de un esquema óptimo de subsidios al consumo eléctrico residencial e impactos sociales de su implementación”*. Lima: Universidad del Pacífico & CIES. Obtenido de <https://cies.org.pe/wp-content/uploads/2016/07/02-franco-aragon.pdf>

Gallardo & Bendezú (2005). *Evaluación del Fondo Social de Compensación Eléctrica – FOSE*. Documento de Trabajo N° 7, Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN. Obtenido de: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1400122/Documento%20de%20Trabajo%207.pdf?v=1603576150>.

García, R. (2003). *¿Por qué no firman contratos los generadores con las distribuidoras?* Artículo OSINERGMIN. Recuperado el 10 de agosto de 2013 de: http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/Articulo%20rgarcia%20RPDE%20Final.pdf

Fuentes, C., Heredia, R., Mendoza, J., Novoa, A., Villareal, I., Vivanco, N. (2011). *Análisis, evaluación y propuesta de mejora del fondo de combustibles*. <https://hdl.handle.net/20.500.12640/139>

Marchionni, M., Sosa, A. (2008). *Efectos Distributivos de Esquemas Alternativos de Tarifas Sociales: Una exploración cuantitativa*. CEDLAS Working Papers 69. Centro de Estudios Distributivos, Laborales y Sociales, Universidad Nacional de La Plata. https://www.cedlas.econo.unlp.edu.ar/wp/wp-content/uploads/doc_cedlas69.pdf

Santivañez, Robert. (2001). *Desregulación y Privatización Eléctrica en el Perú, Una propuesta para reimpulsar la reforma*. (Lima: Muñiz, Forsyth, Ramírez, Perez-Taiman & Luna Victoria Abogados, 2001).

Banco Mundial. (2023). Peru Energy Sector: Electricity Access Expansion and Sustainable Supply. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099940002022237939/pdf/P15737604d9b750c20bfba03a6bc3c4b955.pdf>

PSR Energy Consulting. (2024). Electricity Market in Brazil: Structure and Challenges. <https://www.theapex.org/wp-content/uploads/2024/02/Electricity-Market-Brazil-PSR.pdf>

CNE Chile. (2024). *Licitaciones de Suministros para Distribuidoras*. <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/>

ENRE (2024). Tarifas, <https://www.argentina.gob.ar/enre/tarifas>

CAMMESA. (2024). *Licitaciones*. <https://cammesaweb.cammesa.com/inicio-licitaciones/>

XM Compañía de Expertos en Mercados. (2024). *Subastas*. <https://www.xm.com.co/transacciones/asignacion-subasta/descripcion-subastas-0>

CREG. (2013). *Estructura Tarifaria*. <https://creg.gov.co/publicaciones/7820/estructura-tarifaria/>

Atlantic Council. (2024). *Mexico's New Electricity Law Could Boost the Country's Energy Sector*. <https://www.atlanticcouncil.org/blogs/new-atlanticist/mexicos-new-electricity-law-could-boost-the-countrys-energy-sector/>

Environmental Protection Agency (EPA). (2023). *US Electricity Grid Markets*. <https://www.epa.gov/green-power-markets/us-electricity-grid-markets>

Canada Energy Regulator. (2023). *Market Snapshots*. <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/>

Canada Energy Regulator. (2024). *Residential Electricity Bills*. <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-commodities/electricity/report/canadian-residential-electricity-bill/residential-electricity-bills.html>

Reuters. (2023). *German Cabinet Approves €14 Billion Subsidy Cut for 2025 Power Network Fees*. <https://www.reuters.com>

Wikipedia. (2023). *German Renewable Energy Sources Act*. https://en.wikipedia.org/wiki/German_Renewable_Energy_Sources_Act

DLA Piper. (2024). *Government Incentive Schemes: France*. <https://www.dlapiperintelligence.com/renewable/countries/france>

CRE (2024). *Comprendre les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE)*. <https://www.cre.fr/consommateurs/comprendre-les-tarifs-reglementes-de-vente-deelectricite-trve.html>

OMIE. (2024). *Operador del Mercado Ibérico de Energía*. <https://www.omie.es>

GME. (2024). *Gestore dei Mercati Energetici*. <https://www.mercatoelettrico.org>

OFGEM. (2024). *Office of Gas and Electricity Markets Reports*. <https://www.ofgem.gov.uk>

Argus Media. (2024). Japan to Maintain Regulated Power Prices. <https://www.argusmedia.com>

Renewable Energy Institute. (2024). *Update on Japan's Renewable Energy Policy*. <https://www.renewable-ei.org>

CERC India. (2024). *Central Electricity Regulatory Commission Reports*. <https://cercind.gov.in>

Normas Legales

ANEEL (2017), *Resolução Normativa 783/2017, Estabelece os critérios e procedimentos para controle dos contratos de comercialização de energia elétrica; altera o art. 4º da Resolução Normativa ANEEL 225, de 18.07.2006, e revoga a Resolução Normativa ANEEL 323, de 08.07.2008*, publicada el 28 de setiembre de 2017. <https://atosoficiais.com.br/aneel/resolucao-normativa-n-783-2017-estabelece-as-regras-atinentes-a-contratacao-de-energia-pelos-agentes-nos-ambientes-de-contratacao-regulado-e-livre>

CREG. (2007). *Resolución 119 de 2007. Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional*, publicada en el Diario Oficial No. 46.881 de 24 de enero de 2008. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0119_2007.htm

Congreso de la República (1992). *Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas*. Publicada en el Diario Oficial El Peruano el 19 de noviembre de 1992. <https://spij.minjus.gob.pe/spij-ext-web/#/detallenorma/H756722>.

Congreso de la República del Perú (2001). *Ley N° 27510. Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica*, publicada el 28 de agosto de 2001.

Congreso de la República del Perú (2004). *Ley N° 28447. Ley que modifica el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas*, publicada el 30 de diciembre de 2004; <https://spij.minjus.gob.pe/spij-ext-web/#/detallenorma/H881937>.

- Congreso de la República del Perú (2006). *Ley N° 28832. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*, publicada el 23 de julio de 2006.
- Congreso de la República del Perú (2016). *Ley N° 30468. Ley que crea el mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial*, publicada el 21 de junio de 2016.
- Congreso de la República del Perú (2022). *Ley N° 31429. Ley que modifica los artículos 1, 2 y 3, e incorpora el artículo 3-A en la Ley 27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica*, publicada el 26 de febrero de 2022.
- Congreso de la República del Perú (2025). *Ley N° 32249. Ley que modifica la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, a fin de garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico y promover la diversificación de la matriz energética*, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 19 de enero de 2025. <https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2363369-2>.
- Congreso Nacional de Brasil (2004), *Lei N° 10.848. Dispõe Sobre a Comercialização de Energia Elétrica, Altera as Leis N°s 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 06 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras Providências*, publicada el 16 de marzo de 2004. [Ley 10848, disposiciones sobre la comercialización de Energía Eléctrica.]. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm
- Congreso de la República de Chile. (2005). *Ley 20018. Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico*. Publicado en el Diario Oficial de la República de Chile el 19 de mayo de 2005: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=238139>
- Congreso de la República de Chile. (2015). *Ley 20805 Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes sujetos a regulaciones de precios*. Publicado en el Diario Oficial de la República de Chile el 29 de enero de 2015: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1074277>
- Presidencia de la República de Brasil (2004), *Decreto n° 5.163, Regulamenta a Comercialização de Energia Elétrica, o Processo de Outorga de Concessões e de Autorizações de Geração de Energia Elétrica, e dá Outras Providências*,

publicado el 30 de julio de 2004. [Decreto 5163, reglamenta la comercialización de energía eléctrica, el proceso de otorgamiento de concesiones y de autorizaciones de generación de energía eléctrica y da otras providencias]. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm

Ministerio de Economía Fomento y Construcción (2006). *Decreto con Fuerza de Ley N° 1, Ley General de los Servicios Eléctricos*. Santiago: República de Chile.

Ministerio de Energía de Chile. (2017). *Decreto 67 Modifica Decreto Supremo N° 106, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las Empresas Concesionarias del Servicio Público de*. Obtenido de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1106663>

Ministerio de Energía y Minas (1993). *Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas*, publicado el 23 de noviembre de 1993. Diario Oficial El Peruano. Recuperado de <https://www.elperuano.pe/>

Ministerio de Energía y Minas (2007). *Decreto Supremo N° 019-2007-EM. Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN*, publicado el 6 de abril de 2007. Recuperado de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/889911/DS-019-2007-EM.pdf?v=1679665307>

Ministerio de Energía y Minas (2007b). *Decreto Supremo N° 052-2007-EM. Aprueban Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad*, publicado el 14 de octubre 2007. Obtenido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/892752/DS-052-2007-EM.pdf?v=1679669499>

Ministerio de Energía y Minas. (2024). *Resolución Ministerial N° 439-2024-MINEM/DM. Proyecto "Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida conectada a Sistemas de Utilización de los Usuarios del Servicio Público de Electricidad"*: Obtenido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/7281740/6223160-decreto-supremo-que-aprueba-el-reglamento-de-generacion-distribuida.pdf?v=1732640497>

Ministerio de Energía y Minas. (2025). *Resolución Ministerial N° 127-2025-MINEM/DM. Dispone la publicación del Proyecto de "Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Contrataciones de Electricidad para el Suministro de los Usuarios Regulados", y de la Exposición de Motivos que lo sustenta, en la sede digital del Ministerio de Energía y Minas*: Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/6655115-127-2025-minem-dm>

OSINERGMIN. (2007). *Resolución de Consejo Directivo N° 180-2007-OS/CD. Aprueban Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados"*, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 25 de abril de 2007. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2007/OSINERGMIN%20No.180-2007-OS-CD.pdf>

OSINERGMIN. (2017). *Resolución de Consejo Directivo N° 179-2017-OS/CD. Aprueba el Procedimiento Técnico del COES N° 07 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo"*, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 25 de agosto de 2017. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2017/R_OSINERGMIN_No.179-2017-OS-CD.pdf

OSINERGMIN. (2023). *Mecanismos de estabilización tarifaria: Lecciones del sector energético peruano*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

OSINERGMIN. (2024a). *Reporte mensual del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional: Febrero 2024*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

OSINERGMIN. (2024b). *Evaluación del Mecanismo de Compensación de Usuarios Regulados: Impactos en el mercado eléctrico*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Ministerio de Energía y Minas. (2024). *Informe anual de eficiencia en el sector eléctrico peruano*. MINEM.