



Universidad  
Continental

FACULTAD DE DERECHO

Escuela Académico Profesional de Derecho

**Las licitaciones de energía y sus efectos  
en el mercado eléctrico peruano en el  
periodo 2007-2016**

**María Luz Simón Blancas**

Huancayo, 2018

Tesis para optar el Título Profesional de  
Abogada



Repositorio Institucional Continental  
Tesis digital



Obra protegida bajo la licencia de [Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/peru/)

## **AGRADECIMIENTO**

Mi especial agradecimiento a mi hermano José Luis por su apoyo en las primeras etapas de trabajo en esta tesis, por haberme dejado aprender. Así mismo, a Haruo por estar siempre dispuesto a absolver mis consultas y dudas. A mi asesor Halley López quien me ha guiado en el desarrollo de la presente tesis con toda la paciencia del mundo. A los funcionarios de Osinergmin y el Ministerio de Energía y Minas por responder a mis consultas y brindarme la información que he necesitado para realizar la presente tesis, en especial a Omar Cobarrubias Figueroa de Osinergmin. A mis profesores del curso de especialización en el Sector Eléctrico de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía por ayudarme a resolver mis dudas. Y finalmente, a mi profesor Víctor Lizárraga Guerra quien me asesoró en la primera etapa de elaboración del plan de tesis.

A mi madre Adriana, a Roly y a Haruo  
por su constante apoyo en esta etapa.

**Asesor**  
Abogado Halley Esterhazy López Saldívar

## ÍNDICE

PORTADA.....	i
AGRADECIMIENTO.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
ASESOR.....	iv
ÍNDICE.....	v
LISTA DE TABLAS.....	xi
LISTA DE FIGURAS.....	xii
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	xvi
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1. Planteamiento y formulación del problema. ....	1
1.1.1. Planteamiento del problema. ....	1
1.1.2. Formulación del problema.....	4
A) Problema general.....	4
B) Problemas específicos. ....	4
1.2. Objetivos. ....	5
1.2.1. Objetivo general. ....	5
1.2.2. Objetivos específicos. ....	5
1.3. Justificación.....	5
1.3.1. Justificación académica. ....	5
1.3.2. Justificación económica. ....	6
1.3.3. Justificación social. ....	6
1.3.4. Justificación legal. ....	7
1.4. Hipótesis y descripción de variables.....	7
1.4.1. Hipótesis. ....	7
A. Hipótesis general. ....	7
B. Hipótesis específica. ....	7
1.4.2. Variables. ....	8

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	11
2.1. Antecedentes.....	11
2.1.1. Tesis. ....	11
A. Nacionales. ....	11
B. Extranjeras. ....	13
2.1.2. Publicaciones. ....	16
2.2 Bases teóricas. ....	21
2.2.1. El mercado eléctrico peruano. ....	21
A. Generación eléctrica. ....	21
A.1. Centrales hidráulicas. ....	22
A.2. Generación térmica. ....	23
A.3. Centrales eléctricas no convencionales. ....	24
B. Transmisión eléctrica. ....	27
C. Distribución eléctrica. ....	28
2.2.2. La electricidad como servicio público. ....	29
A. El servicio público de electricidad. ....	29
B. Regulación del servicio público. ....	30
B.1. Economía de escala. ....	31
B.2. Monopolios naturales. ....	32
C. Aspectos técnicos de la industria eléctrica. ....	34
C.1. Aspectos técnicos. ....	34
i. Imposibilidad de almacenamiento. ....	34
ii. Imposibilidad de trazar su recorrido. ....	35
iii. Operador del sistema centralizado. ....	36
C.2. Aspectos económicos. ....	37
i. Mixtura de tecnologías de generación.....	37
ii. Riesgos en el negocio de generación eléctrica.....	39
2.2.3. Agentes del mercado eléctrico peruano.....	40
A. Usuarios regulados. ....	40
B. Usuarios libres. ....	40
C. Usuarios libres o regulados facultativos. ....	41
D. Comité de Operación Económica del Sistema (COES).....	41

E. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).....	42
F. Agencia de la Promoción de la Inversión Privada – ProInversión	43
G. Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual – Indecopi. ....	43
2.2.4. La regulación del servicio eléctrico en el Perú.....	44
2.2.5. El problema de la tarifa en barra y falta de inversión en generación.	51
2.2.6. El mecanismo de licitaciones de energía.....	54
A. El Libro Blanco y la Ley N° 28447.....	54
B. Las licitaciones de energía. ....	56
B.1. Licitaciones de largo plazo.....	57
B.2. Licitaciones de corto plazo. ....	58
C. Procedimiento de Licitaciones de Energía.....	60
2.2.7. La promoción de la inversión en centrales hidroeléctricas.....	63
A. Antecedentes. ....	63
B. La intervención de ProInversión. ....	67
C. Denuncia de la Asociación Proconsumidores del Perú.....	70
2.2.8. La crisis económica del siglo XXI y su efecto en el Perú.....	71
2.2.9. Opinión de especialistas sobre el problema actual del mercado eléctrico.....	80
2.2.10. Posibles soluciones a la sobreoferta.....	84
A. Contratos bilaterales.....	84
B. Mercado de capacidad. ....	86
C. Subsidio por parte del Estado. ....	87
D. Exportación de energía. ....	87
2.3. Definición de términos básicos.....	90
2.3.1. Energía eléctrica. ....	90
2.3.2. Mercado Spot. ....	90
2.3.3. Potencia. ....	91
2.3.4. Precio Spot. ....	91
2.3.5. Seguridad de suministro y suficiencia energética.....	92

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA.....	94
3.1. Método, tipo y nivel de la investigación. ....	94
3.1.1. Métodos de investigación.....	94
A. Método general. ....	94
B. Método específico. ....	95
3.1.2. Tipos de investigación. ....	95
3.1.3. Nivel de investigación.....	96
3.2. Diseño de la investigación. ....	96
3.3. Población y muestra. ....	97
3.3.1. Población. ....	97
3.3.2. Muestra. ....	97
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos. ....	97
3.4.1. Técnica de recolección de datos. ....	97
3.4.2. Instrumento de recolección de datos. ....	98
3.5. Análisis y tratamiento de datos. ....	98
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	99
4.1. Resultados del tratamiento y análisis de la información.....	99
4.1.1. ¿Cuáles son las nuevas centrales de generación vinculadas a las licitaciones de energía supervisadas por Osinergmin y cuál es su potencia instalada? .....	99
4.1.2. ¿Cuáles son las nuevas centrales de generación vinculadas a las licitaciones de energía supervisadas por ProInversión y cuál es su potencia instalada? .....	101
Discusión de resultados I: Nuevas centrales de generación propiciadas por las licitaciones de energía – Tabla 8 y Tabla 9.....	102
4.1.3. ¿Cuánto ha crecido la potencia instalada destinada al mercado eléctrico del SEIN del año 2007 al año 2016?.....	102
Discusión de resultados II: Crecimiento de la potencia instalada y su relación con las nuevas centrales vinculadas a las licitaciones de energía – Tabla 10 en conjunto con Tabla 8 y Tabla 9.....	104
4.1.4. ¿Cuál fue el crecimiento de la oferta y la demanda de energía en el periodo 2007-2016? .....	106

4.1.5. ¿Cómo ha evolucionado el margen de reserva en el periodo 2007-2016? .....	108
Discusión de resultado III: crecimiento del margen de reserva y sus implicancias – Tabla 13, Tabla 14, Figura 20 y Figura 21.....	109
4.1.6. ¿Cómo ha evolucionado el precio de la tarifa regulada en el periodo 2007-2016? .....	110
4.1.7. ¿Cómo ha evolucionado el precio de la energía en el mercado spot en el periodo 2007-2016? .....	111
4.1.8. ¿Cuál es la comparación entre costo de energía en el mercado spot y el precio de la tarifa en barra?.....	113
Discusión de resultados IV: diferencia de tarifas entre el mercado regulado y el mercado spot – Tabla 8, Tabla 15, Tabla 16, Figura 22, Figura 23 y Figura 24. ....	114
4.1.9. ¿Cuánta de la demanda de generación está asegurada por las licitaciones de energía? .....	115
4.1.10. ¿Cuántas generadoras han ganado las licitaciones de energía?..	117
Discusión de resultados V: éxito de las licitaciones de energía – Tabla 17, Tabla 18, Figura 24 y Figura 25. ....	119
4.1.11. ¿Cuánta potencia de las centrales de generación está contratada por las distribuidoras por año? .....	120
Discusión de resultados VI: demanda asegurada por licitación anualmente – Tabla 19 y Figura 26. ....	122
4.1.12. ¿Cuánta de la demanda máxima estuvo asegurada por las licitaciones de energía en el periodo 2007 - 2016?.....	122
Discusión de resultados VII: aumento de la potencia asegurada y disminución del costo marginal promedio - Tabla 16, Tabla 20, Figura 23 y Figura 27. ....	124
4.1.13. ¿Cómo ha evolucionado el número de clientes libres desde el año 2008 al año 2016? .....	124
4.1.14. ¿Cómo ha evolucionado el número de clientes regulados desde el año 2007 al año 2016? .....	126

4.1.15. ¿Cómo ha evolucionado el consumo de energía de clientes libres y clientes regulados desde el año 2007 al año 2016?.....	128
Discusión de resultados VIII: migración de usuarios regulados a clientes libres - Tabla 21, Tabla 22, Tabla 23, Figura 28, Figura 29, Figura 30 y Figura 31. ....	130
4.2. Validación de hipótesis.....	131
4.2.1. Validación de la hipótesis general.....	131
4.2.2. Validación de las hipótesis específicas.....	132
CONCLUSIONES. ....	135
RECOMENDACIONES.....	138
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	139
ANEXOS.....	157

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Operacionalización de variables.....	9
Tabla 2. Evolución de la cobertura y calidad del sector eléctrico 1993-2001.....	49
Tabla 3. Flujograma del procedimiento de licitaciones de energía.....	62
Tabla 4. Potencia efectiva por tipo de generación – 2005.....	65
Tabla 5. Potencia efectiva - tipo de tecnología al 2010.....	66
Tabla 6. Crecimiento porcentual (%) del PBI 2001 – 2016 (proyectado a inicio de año) .....	74
Tabla 7. Crecimiento porcentual (%) del PBI 2010-2017.....	78
Tabla 8. Nuevas centrales de generación resultantes de las licitaciones de energía supervisadas por Osinergmin.....	100
Tabla 9. Nuevas centrales de generación resultantes de las licitaciones de energía celebradas por ProInversión. ....	101
Tabla 10. Evolución de la potencia instalada del SEIN 2001-2016.....	103
Tabla 11. Potencia instalada del SEIN – 2016.....	104
Tabla 12. Crecimiento de la potencia instalada del SEIN 2007-2016.....	105
Tabla 13. Evolución de la oferta y demanda en el SEIN 2007 – 2016.....	106
Tabla 14. Margen de reserva del SEIN 2007-2016.....	108
Tabla 15. Evolución de promedio anual de tarifa eléctrica 2006 – 2017.....	110
Tabla 16. Costo marginal ponderado del SEIN 2007-2017.....	112
Tabla 17. Potencia adjudicada en los procesos de licitación de energía.....	116
Tabla 18. Empresas ganadoras de los procesos de licitación de energía.....	117
Tabla 19. Potencia contratada anual por las distribuidoras como resultado de las licitaciones de energía. ....	120
Tabla 20. Potencia asegurada por licitaciones de energía en proporción a la demanda máxima 2007-2016.....	123
Tabla 21. Evolución de usuarios libres 2008-2017.....	125
Tabla 22. Evolución del número de clientes regulados comerciales e industriales del 2007-2016.....	127
Tabla 23. Evolución del consumo de energía de clientes libres y clientes regulados del año 2007 al año 2016.....	129

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de una central hidroeléctrica.....	23
Figura 2. Evolución anual de la producción de energía eléctrica en GW.h por recurso energético.....	26
Figura 3. Distribución por tipo de recurso energético de la energía producida en el 2016.....	27
Figura 4. Mapa del SEIN al año 2016. ....	42
Figura 5. Evolución coeficiente nacional de electrificación al año 2003 (%). ....	47
Figura 6. Evolución anual del coeficiente de electrificación rural y nacional, periodo 1995-2015.....	48
Figura 7. Evolución de precio “spot” y del precio en barra (abril 1993 – diciembre 2006). ....	52
Figura 8. Evolución de la participación de la utilización de los recursos energéticos en la producción de energía eléctrica.....	64
Figura 9. Potencia efectiva por tipo de generación térmica – 2005. ....	65
Figura 10. Potencia efectiva – tipo de generación a 2010. ....	66
Figura 11. Crecimiento del PBI % 2001 – 2016.....	75
Figura 12. Proyección del PBI 2012 – 2014.....	79
Figura 13. Proyección del PBI 2012 - 2014.....	79
Figura 14. Proyección del PBI 2012 – 2014.....	80
Figura 15. Diseño de hipótesis.....	96
Figura 16. Diseño de investigación.....	97
Figura 17. Evolución de la potencia instalada del SEIN 2001-2016. ....	103
Figura 18. Potencia instalada del SEIN – 2016.....	105
Figura 19. Crecimiento de la potencia instalada del SEIN 2007-2015.....	106
Figura 20. Evolución de la oferta y demanda en el SEIN 2007 – 2016. ....	107
Figura 21. Evolución del margen de reserva del SEIN 2007-2016.....	108
Figura 22. Promedio anual de la tarifa eléctrica 2007 – 2017.....	111
Figura 23. Costo marginal ponderado del SEIN 2007-2017.....	112
Figura 24. Costo marginal promedio y precio de energía en barra regulado mensual del SEIN 2006-2017.....	114

Figura 25. Empresas ganadoras de los procesos de licitación supervisados por Osinergmin.....	118
Figura 26. Potencia contratada anual por las distribuidoras como resultado de las licitaciones de energía.....	121
Figura 27. Potencia asegurada por licitaciones de energía en proporción a la demanda máxima 2007-2016.....	123
Figura 28. Evolución de usuarios libres 2007-2017.....	125
Figura 29. Evolución del número de clientes industriales regulados 2007-2016.....	127
Figura 30. Evolución del número de clientes industriales regulados 2007-2016.....	128
Figura 31. Evolución del consumo de energía de clientes libres y clientes regulados del año 2007 al año 2016.....	129

## RESUMEN

La presente investigación se ha llevado a cabo con el fin de identificar los efectos que ha tenido la implementación de las licitaciones de energía en el mercado eléctrico peruano, más específicamente en los sectores de generación y distribución eléctrica. Para ello se han estudiado los cambios que ha sufrido el mercado eléctrico peruano en general, el sector de generación y el sector de distribución en el periodo de estudio que es desde el año 2007 hasta el año 2016, posteriormente se han contrastado los resultados obtenidos con los resultados de las licitaciones de energía celebradas a fin de determinar los efectos de estas últimas.

Es así que, se ha determinado que las licitaciones de energía son responsables del crecimiento del 32% de la potencia instalada del sector eléctrico entre el periodo 2007 a 2016. Sin embargo, el crecimiento de la oferta no ha estado a la par que el crecimiento de la demanda, lo que ha ocasionado una sobreoferta en la capacidad instalada del mercado eléctrico. Además, las licitaciones de energía han acabado con el riesgo de demanda de las empresas de generación, lo que, sumado a la sobreoferta ha contribuido a la baja del precio de energía en el mercado spot. Finalmente, la diferencia de precios en el mercado regulado y libre ha ocasionado la migración de usuarios regulados a clientes libres; en consecuencia, las empresas de distribución tienen actualmente una sobrecontratación de potencia y energía.

**Palabras clave:** licitaciones de energía, energía, potencia, contratación de energía, sobreoferta.

## ABSTRACT

This research has been conducted in order to identify the effects that have been the implementation of energy tenders in the Peruvian electric market, more specifically in the generation and electricity distribution sectors. So, we have studied the changes suffered by the Peruvian electric market in general, generation and the distribution sector in the study period from the year 2007 to the year 2016, then the results were contrasted with the results of conducted energy tenders in order to determine the effects of the latter.

Thus, it has been determined that energy tenders are responsible for the growth of 32% of the installed capacity of the power sector in the 2007-2016 period. However, the supply growth has not been at the same time as the demand growth, which has caused an oversupply in the installed capacity of the electricity market. In addition, energy tenders have finished the risk of demand in generation companies, which, added to the oversupply has contributed to the fall of the energy price on the spot market. Finally, the prices difference in the free and regulated market has caused the migration of regulated users to free clients; therefore, the distribution companies currently have an over-contracting of power and energy.

**Keywords:** procurement of energy, energy, power, energy procurement.

## INTRODUCCIÓN

La implementación de las licitaciones de energía tiene como finalidad principal promover la inversión en el sector de generación eléctrica, para ello se incentiva la inversión asegurándole a los inversionistas una demanda, esto es, un flujo de efectivo. Actualmente este mecanismo tiene 10 años de vigencia, por lo que se hace necesario identificar cuáles han sido los efectos de su implementación, específicamente qué problemas pudo haber acarreado en el mercado eléctrico en general, y más específicamente en los sectores de generación y distribución en el periodo del 2007 (año de su implementación) al 2016.

Se ha considerado como hipótesis general que las licitaciones de energía han contribuido a la sobreoferta de capacidad instalada en el mercado eléctrico peruano. Por otro lado, en el caso específico del sector de generación, la hipótesis es que la celebración de las licitaciones de energía ha contribuido a la caída del precio de la energía en el mercado spot. Finalmente, en el caso del sector de distribución, la hipótesis es que la celebración de las licitaciones de energía ha contribuido a la sobrecontratación de potencia y energía de las empresas distribuidoras.

Es necesario determinar los efectos de la implementación de un mecanismo de contrataciones como el de las licitaciones de energía, puesto que es a través de este mecanismo que las empresas de distribución contratan los requerimientos de energía de los usuarios regulados. Además, se confía en las licitaciones de energía como mecanismo para promover la inversión en generación eléctrica, y así garantizar la seguridad y suficiencia energética del país. Por todo ello, es necesario determinar si este es un mecanismo eficiente, de lo contrario sería necesario realizar las modificaciones que correspondan.

# **CAPÍTULO I**

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1. Planteamiento y formulación del problema**

#### **1.1.1. Planteamiento del problema**

El mercado eléctrico peruano está dividido en tres sectores: generación, transmisión y distribución. Debido principalmente al uso de redes, los sectores de transmisión y distribución son monopolios naturales, mientras que en el sector de generación sí existe competencia. Sin embargo, el hecho de que en el sector de generación exista competencia no reduce la preocupación del Estado por su correcto funcionamiento, puesto que la producción de la cantidad suficiente de electricidad es indispensable para que se pueda brindar adecuadamente el servicio público de electricidad. Por ello, suelen existir políticas estatales orientadas a propiciar la inversión en generación eléctrica con el fin de asegurar el suministro de electricidad a los consumidores finales.

Existen dos tipos de consumidores finales: los usuarios libres y los usuarios regulados. Los usuarios libres pueden contratar su demanda de energía con las empresas de generación o con las empresas de distribución,

mientras que la demanda de los usuarios regulados es atendida exclusivamente por las empresas distribuidoras.

Esta configuración del mercado eléctrico se estableció en el año 1992, mediante la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), Decreto Ley N° 25844, puesto que, anteriormente una sola empresa estatal podía encargarse de las actividades de los tres sectores. A partir de la promulgación de la LCE se desintegran las empresas eléctricas verticalmente integradas, convirtiendo a la empresa monopólica estatal en empresas de generación, transmisión o distribución; para luego privatizarlas en algunos casos como, por ejemplo, Enel o Luz del Sur; u operar a través de empresas estatales como Electroperú o Electrocentro.

Debido a esta nueva configuración, las empresas distribuidoras adquieren la obligación de suministrar energía eléctrica a los usuarios regulados, para ello deben celebrar contratos con las empresas generadoras, que son las encargadas de la producción de electricidad. La remuneración de la energía adquirida para satisfacer la demanda de los usuarios regulados se realizaba mediante la “tarifa en barra”, que es un sistema de fijación de precios implementada por la LCE y calculada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

Sin embargo, en el año 2004 la eficacia de la tarifa en barra se vio seriamente afectada, puesto que, debido a factores climatológicos, llegó a estar muy por debajo del precio en el mercado de corto plazo. Esto se debió a que en este periodo muchas empresas hidroeléctricas, que en ese momento producían la mayor cantidad de la energía consumida, no pudieron operar y se dispuso que centrales de generación con costos variables más altos despacharan la energía requerida, en consecuencia, el precio de la energía eléctrica en el mercado de corto plazo se incrementó considerablemente.

Dicho precio tuvo que ser asumido por las empresas generadoras que tenían contratos con las distribuidoras, lo que terminó ocasionándoles grandes pérdidas. A causa de esas pérdidas y de la diferencia existente entre el precio de la energía en el mercado y la tarifa en barra fijada, las empresas de generación, cuyos contratos vencieron en esta época, no quisieron renovar contratos con las empresas distribuidoras, en consecuencia, se produjeron grandes retiros de energía del sistema sin respaldo contractual para poder satisfacer la demanda de los usuarios regulados.

A fin que situaciones como las descritas no se repitieran, el Estado vio por conveniente implementar un nuevo sistema de contrataciones y fijación de tarifas, es así que, mediante la Ley N° 28832 emitida el año 2007, se establece un nuevo mecanismo de subastas conocido como “licitaciones de energía” o “licitaciones de suministro de electricidad”, que permitiría que el precio de la energía eléctrica contratada se fije mediante un mecanismo más competitivo. A raíz de ello, las empresas de distribución someten a subastas sus requerimientos de energía, las mismas que deben ser convocadas con tres años de anticipación, y las generadoras presentan sus ofertas teniendo en cuenta los riesgos que deben asumir, todo esto bajo la supervisión de Osinergmin.

Debemos entender que el principal objetivo del mecanismo de licitaciones de energía es fomentar la inversión en generación eléctrica, esto tiene dos niveles: 1) se incentiva la inversión en generación eléctrica; y 2) se asegura a los inversionistas una demanda y en consecuencia un ingreso fijo. Para ello, se establecen periodos de duración de los contratos de hasta 20 años (aunque en la práctica los periodos más usuales son de 8, 10 y 12 años), de esta manera los inversionistas pueden acceder a distintos mecanismos de financiamiento (como el “*project finance*”).

Sin embargo, poco después de la implementación de las licitaciones de energía, en el año 2009 se produjo un nuevo incidente que amenazó la

continuidad del suministro de electricidad debido al congestionamiento del gasoducto de Camisea. En consecuencia, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) encargó a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión) la conducción de procesos de licitación de energía (dentro del marco de la Ley N° 28832), estos procesos debían estar enfocados a promover la entrada de nuevas centrales de generación hidroeléctricas.

Finalmente, en los últimos años el margen de reserva<sup>1</sup> del mercado eléctrico ha aumentado considerablemente, ello debido en parte a la crisis económica internacional que ha producido un enfriamiento en las inversiones, sin embargo se consideró conveniente determinar el papel que jugaron las licitaciones de energía en este desajuste.

### **1.1.2. Formulación del problema**

#### **A) Problema general**

¿Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 acarrearán algún problema al mercado eléctrico peruano?

#### **B) Problemas específicos**

¿Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 acarrearán algún problema al sector de generación?

¿Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 acarrearán algún problema al sector de distribución?

---

<sup>1</sup> En palabras de Barquín, Vázquez y Soler (2007) “el margen de reserva es la generación disponible en exceso de la generación real”. (p. 38)

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

Identificar qué problemas han acarreado las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 al mercado eléctrico peruano.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

Identificar qué problemas han acarreado las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 al sector de generación eléctrica.

Identificar qué problemas han acarreado las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 al sector de distribución eléctrica.

## **1.3. Justificación**

Hoy se hace necesaria la revisión y el estudio del mecanismo de licitaciones de energía como un instrumento legal de promoción de la inversión en el sector de generación eléctrica, e identificar las implicancias de su implementación en el mercado eléctrico peruano.

### **1.3.1. Justificación académica**

Esta investigación brinda una aproximación al mercado eléctrico peruano, más específicamente a los sectores de generación y distribución eléctrica. Así mismo, se estudia el mecanismo de contratación del suministro de electricidad que se encuentra vigente, estas son las licitaciones de energía.

Estas licitaciones de energía, no han sido muy estudiadas en la doctrina peruana, por lo que esta investigación se convertirá en una herramienta útil para entender cómo funciona este mecanismo y qué implicancias ha tenido su implementación en el mercado eléctrico, todo ello explicado de forma didáctica.

De esta manera, los estudiantes de la Universidad Continental pueden tener acceso a la información recopilada y conclusiones abordadas a raíz de la presente investigación, contribuyendo así a su desarrollo académico y profesional. Además, convirtiéndose en una buena herramienta de estudios para los estudiantes, abogados y demás profesionales que tengan interés en el derecho energético.

### **1.3.2. Justificación económica**

A medida que la economía de un país crece, también aumenta su demanda de energía eléctrica, ya sea por la entrada de nuevas inversiones, el aumento de la capacidad adquisitiva de los ciudadanos, el incremento de la población, u otros. Por lo tanto, es necesario contar con un mecanismo de contratación de energía que asegure la continuidad del suministro eléctrico, esto hace necesario estudiar el mecanismo de licitaciones de energía y su efecto en el mercado eléctrico.

### **1.3.3. Justificación social**

El suministro de energía eléctrica es un servicio público, por lo tanto, tiene naturaleza esencial y resulta indispensable para el desarrollo de la sociedad. El Estado debe asegurar la universalidad de este servicio.

La energía eléctrica contribuye no solo al desarrollo económico del país, sino también al desarrollo social, puesto que al brindar energía eléctrica a una sociedad se ayuda, entre otras cosas, a la mejora en la calidad educativa, el sistema de salud, el acceso a nuevas tecnologías, etc. En consecuencia, el desabastecimiento de energía tiene gran incidencia en la calidad de vida de los ciudadanos y su desarrollo. Por esto debe brindarse de manera constante, siendo que las decisiones erróneas terminan atentando contra la continuidad del suministro.

Por tales motivos, se deben implementar los mecanismos legales y económicos suficientes para asegurar la prestación de este servicio público, y

en consecuencia se hace necesario un análisis que determine la eficacia de dichos mecanismos, como es el caso de las licitaciones públicas.

#### **1.3.4. Justificación legal**

Las licitaciones de energía juegan un rol importante en la seguridad energética del país. Mediante el estudio de este mecanismo podremos determinar el efecto que causa la implementación de un mecanismo legal en todo un mercado, como es el mercado eléctrico, y cómo puede esto terminar influyendo favorable o desfavorablemente en la condición del servicio brindado a los usuarios regulados, en la seguridad energética, en la calidad del suministro de la energía eléctrica y en el futuro económico de todo el país.

Así mismo, nos ayudará a tener un acercamiento a esta compleja rama del derecho, que es el derecho energético, que tanta importancia tiene en el desarrollo de nuestra economía y en la calidad de vida de la sociedad.

### **1.4. Hipótesis y descripción de variables**

#### **1.4.1. Hipótesis**

##### **A. Hipótesis general**

Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han acarreado un problema al mercado eléctrico en cuanto han contribuido a la sobreoferta de capacidad instalada.

##### **B. Hipótesis específica**

Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han acarreado un problema al sector de generación en cuanto han contribuido a la caída del precio de la energía en el mercado spot.

Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han acarreado un problema al sector de distribución en cuanto han

contribuido a que las empresas de distribución tengan una sobrecontratación de potencia y energía.

#### **1.4.2. Variables**

##### **Variable independiente: licitaciones de energía**

La Ley N° 28832 introduce un nuevo mecanismo de contratación de energía entre las distribuidoras y generadoras, mediante este sistema denominado “licitaciones de energía” se someten a subasta los requerimientos de energía de las empresas distribuidoras destinadas a sus usuarios regulados, las empresas generadoras interesadas hacen sus ofertas y el precio de transacción de la energía es el precio resultante del proceso, estas licitaciones son supervisadas por Osinergmin quien fija un precio tope.

Mediante Decreto de Urgencia N° 032-2010, se faculta al Ministerio de Energía y Minas a conducir o encargar a ProInversión la conducción de licitaciones para el suministro de energía a los usuarios regulados en el marco de la Ley 28832, es decir, se faculta al Minem para que encargue a ProInversión la conducción de “licitaciones de energía”, actuando en lugar de las empresas distribuidoras.

Es así que se identifican dos tipos de licitaciones de energía: las licitaciones celebradas por las empresas distribuidoras y supervisadas por Osinergmin; y las licitaciones celebradas por ProInversión.

##### **Variable dependiente: mercado eléctrico peruano**

Santiváñez (2001) citando a Crew y Kleindorfer (1986) señala que “la industria eléctrica involucra tres procesos básicos: generación, transmisión y distribución” (p. 13). Indica que la generación es aquel proceso por el que se transforman formas de energía en electricidad. La transmisión, por otro lado, consiste en transportar a alta tensión la electricidad producida en una central de generación hasta una subestación en la que se transforma un voltaje menor.

Finalmente, la distribución es el proceso por el cual la electricidad se entrega al usuario final.

Como se ha señalado, las licitaciones de energía son un mecanismo de contratación mediante el cual las generadoras someten a subasta sus requerimientos de energía y culmina con la contratación con las empresas generadoras. Esto quiere decir que las licitaciones de energía tienen implicancia directa en el sector de generación y el sector de distribución, que en su giro de actividad se dedican a la venta y compra de energía eléctrica, debiendo contratar entre ellos para el suministro de los usuarios regulados. Por ello, la transmisión no será incluida como un indicador de esta variable.

**Tabla 1. Operacionalización de variables**

Variables	Dimensiones	Indicadores	Ítem
Licitaciones de energía	Licitaciones supervisadas por Osinergmin	Éxito de las licitaciones de energía	¿Cuáles son las nuevas centrales de generación vinculadas a las licitaciones de energía supervisadas por Osinergmin y cuál es su potencia instalada?
			¿Cuántas generadoras han ganado las licitaciones de energía?
	Licitaciones celebradas por ProInversión	Éxito de las licitaciones de energía	¿Cuáles son las nuevas centrales de generación vinculadas a las licitaciones de energía supervisadas por ProInversión y cuál es su potencia instalada?
			¿Cuántas generadoras han ganado las licitaciones de energía?
Mercado eléctrico	Generación	Capacidad instalada	¿Cuánto ha crecido la potencia instalada destinada al mercado eléctrico del SEIN del año 2007 al año 2016?
			¿Cuál fue el crecimiento de la oferta y la demanda de energía en el periodo 2007-2016?
			¿Cómo ha evolucionado el margen de reserva en el periodo 2007-2016?
		Precio de energía	¿Cómo ha evolucionado el precio de la tarifa regulada en el periodo 2007-2016?
			¿Cómo ha evolucionado el precio de la energía en el mercado spot en el periodo 2007-2016?
			¿Cuál es la comparación entre costo de energía en el mercado spot y el precio de la tarifa en barra?
Consumo de energía	¿Cuánta de la demanda de generación está asegurada por las licitaciones de energía?		
	¿Cuánta de la demanda máxima estuvo asegurada por las licitaciones de energía en el periodo 2007 - 2016?		

<b>Variables</b>	<b>Dimensiones</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Ítem</b>
	Distribución	Potencia contratada	¿Cuánta potencia de las centrales de generación está contratada por las distribuidoras por año?
		Usuarios	¿Cómo ha evolucionado el número de clientes libres desde el año 2008 al año 2016?
			¿Cómo ha evolucionado el número de clientes regulados desde el año 2007 al año 2016?
			¿Cómo ha evolucionado el consumo de energía de clientes libres y clientes regulados desde el año 2007 al año 2016?

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. Antecedentes**

La presente tesis se ha realizado teniendo en cuenta los estudios que se mencionan a continuación.

##### **2.1.1. Tesis**

###### **A. Nacionales**

Daniel Ramos Ormeño y Carlos Salinas Miguel, en su trabajo de investigación para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos del año 2015, titulado “Evaluación de las licitaciones entre empresas generadoras y distribuidoras en el mercado mayorista regulado del sector eléctrico”, de la Universidad del Pacífico, evalúa el mercado mayorista regulado y analiza las licitaciones celebradas por las distribuidoras, a fin de evaluar si pueden ser mejoradas para obtener precios más eficientes y mayor cobertura, y determinar si generan incentivos que propicien la inversión en generación hidráulica.

Los autores advierten que las licitaciones celebradas en el marco de la Ley N° 28832 han logrado su objetivo de tener contratos a largo plazo y han

influenciado en los precios del mercado de corto plazo, que tienen tendencia decreciente en los últimos años.

Consideran que los precios obtenidos en las licitaciones han sido menores que los precios de la tarifa en barra hasta el año 2008, después de esto, los precios de las licitaciones han resultado mayores. Lo cual, señalan, se debe a que se emplea un costo marginal idealizado (puesto que considera que no existen restricciones en la generación y transporte del gas, y en la transmisión eléctrica) que altera los cálculos del precio en barra.

De la revisión de las licitaciones realizadas, concluyen que en las primeras convocatorias cubrieron casi el total de sus necesidades (95%), sin embargo, en las siguientes no han participado las empresas generadoras más grandes, lo que demuestra que no tienen interés en participar cuando los volúmenes de compra son bajos. Además, aprecian que con los años han ido disminuyendo la cantidad de empresas que participan en las licitaciones, lo que implica que muchas de ellas ya tienen su producción asegurada, ya sea por las primeras licitaciones o contratos bilaterales.

Así mismo, advierten que de las 21 distribuidoras del SEIN, ocho no han realizado procesos de licitación, lo que implica que tienen contratos bilaterales. Por otro lado, 20 de las 41 generadoras hábiles del SEIN no han participado en los procesos de licitación, esto indica que han celebrado contratos bilaterales o están vendiendo su energía al mercado spot. Considera que deberían reducir los costos de participación en los procesos de licitación, a fin que puedan participar las distribuidoras y generadoras más pequeñas.

Por otro lado, Ramos y Salinas consideran conveniente evaluar la experiencia brasilera, donde se realizan licitaciones de “energía nueva” y “energía vieja”, debido a que las motivaciones son diferentes en cada caso, de esta manera se podría direccionar los procesos según los intereses buscados.

Además, estiman que deben modificarse los procesos de licitación, a fin que las distribuidoras tengan incentivos para celebrar contratos por plazos mayores a 10 años, de esta manera los inversionistas considerarían más factible invertir en centrales de generación hidroeléctrica y con ello ya no sería necesaria la intervención de ProInversión. Señalan que dicha intervención está motivada únicamente por iniciativas gubernamentales, sin tener en consideración las necesidades del mercado, lo cual estaría afectando los precios y el mercado de las generadoras a futuro.

Por último, proponen que debería analizarse la posibilidad de implementar un mercado de capacidad, puesto que su implementación permitiría revelar los costos reales del mercado, relacionados con la oferta y la demanda. Además, indica que reconocer los costos unitarios de potencia firme reales de las generadoras hidroeléctricas incentivaría la inversión en esta tecnología, pero incrementaría los costos para los usuarios finales, por ello aclaran que debiera realizarse un estudio profundo a fin de uniformizar los costos de tecnologías y así no perjudicar al consumidor final.

## **B. Extranjeras**

**b.1.** Galo Ricardo Guano Zambrano, en su tesis para optar por el título de Ingeniero Eléctrico del año 2015, titulada “Licitaciones de energía eléctrica para el concesionamiento de nuevos generadores en el mercado eléctrico”, de la Universidad Politécnica Salesiana Sede-Quito, propone el uso de las licitaciones de energía para promover la participación privada en la actividad en la generación en Ecuador. Para ello realiza un análisis detallado de la realidad sudamericana, europea y norteamericana, con el fin de determinar sus falencias y aciertos, y proponer qué aspectos deben observarse para que se apliquen en la realidad ecuatoriana.

En su estudio de las licitaciones señala que las distribuidoras deben tener la obligación de contar con el 100% de la demanda de los consumidores

regulados contratada, por lo que deben realizar los procedimientos de licitación con la debida anticipación. Identifica dos tipos de licitaciones: la licitación de energía nueva y la licitación de energía existente.

La licitación de energía nueva está destinada a la satisfacción de la demanda a través de la construcción de nueva capacidad, para ello plantea que cada año deben realizarse dos tipos de subastas: 1) subasta principal, que ofrece contratos de duración de 20 años y deben entrar a operar 5 años después de su adjudicación, el autor identifica que el principal inconveniente de la subasta principal es que se debe prever de manera precisa la demanda, puesto que se contrata energía con cinco años de anticipación; y 2) subasta complementaria, que también cuenta con contratos de duración de 20 años, pero el inicio de operación es 3 años después de la adjudicación.

Por otro lado, la licitación de energía existente permitirá complementar la subasta de energía nueva a fin de satisfacer el 100% de la demanda. Propone que en este caso también se realicen subastas cada año con un plazo de duración de 5, 6, 7 y 8 años.

Además, considera que complementariamente deben realizarse otros dos tipos de licitaciones: la licitación de ajuste, que se celebraría cuatro veces al año que permita realizar un ajuste fino a fin de lograr la total cobertura; y la licitación de energía distribuida, que permite contratar generación distribuida<sup>2</sup> presente de hasta un 10% de la demanda.

Finalmente, recomienda que debe desarrollarse en su país un mercado competitivo, con mecanismos que permitan la entrada de nuevos inversionistas privados, para ello es necesaria una legislación que envíe señales claras a los privados otorgando mayor seguridad a sus inversiones, de esta manera se hará posible reducir la dependencia energética del exterior.

---

<sup>2</sup> En palabras de la Fenercom (2007) la generación distribuida consiste en la producción de energía cerca del punto de consumo, se busca aprovechar nuevas tecnologías para acercar la fuente de generación y por lo tanto la energía al consumidor tanto física como virtualmente, no implica el uso de una tecnología en particular.

Agrega que es necesario aprender de las crisis energéticas sufridas por otros países y apuntar a conseguir una suficiencia energética.

**b.2.** Germán Alberto Caicedo Beltrán, en su tesis para optar el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería del año 2013, titulada “Mecanismos de subastas para la contratación de energía en los mercados eléctricos: aplicación en el mercado colombiano”, de la Universidad Politécnica Salesiana Sede-Quito, analiza los mecanismos de subastas de reloj descendente para la adjudicación de contratos de largo plazo, versus el mecanismo de licitaciones de sobre cerrado.

El autor señala que para que el mercado funcione adecuada y eficientemente el regulador no debe dirigir la subasta, sino que debe limitarse a definir los lineamientos y establecer a un agente imparcial que establezca la frecuencia de las subastas y coordine su realización. Dicho agente sería el encargado de obtener la función relevante de los compradores, quienes deberían ser los que definan la cantidad, los precios de reserva que consideren y determinar en qué momento se requerirá la subasta.

Para que los compradores gestionen de manera eficiente la compra es necesario que existan señales regulatorias claras. Una de las opciones que propone Caicedo es la aplicación de penalidades estableciendo un precio techo que podrá transferirse a la tarifa del usuario final. Estos techos también pueden establecerse para penalizar los casos en los que se sobrestima el crecimiento de la demanda. Otra opción propuesta por el autor es que todos los compradores reporten sus funciones de compra, estas serán agregadas por el coordinador de la subasta y se realizarían simulaciones a fin de determinar la región adecuada de precios y cantidades.

Además, establece que las subastas no deben realizarse con una frecuencia muy corta, de esta manera se puede evitar el aprendizaje permanente de las generadoras, sugiere que las subastas se celebren dos veces

al año y se establezcan las necesidades de compras con dos o tres años de anticipación. Considera que mayores tiempos de planeación generan incertidumbre y que una realización muy frecuente de subastas favorece eventuales colusiones.

Por otro lado, señala que de existir una adecuada complementariedad entre el mercado regulado y no regulado supondría mayores ventajas a los usuarios de ambos mercados puesto que se tendrían precios de despeje más cercanos, complementariedad de productos y aumento de la cantidad requerida, lo cual se traduciría en un aumento de la competencia y participación de la oferta. Dicho mercado eléctrico complementario tiene como uno de sus principales objetivos la formación eficiente del precio de mercado.

El autor llega a la conclusión de que el mecanismo de subastas de reloj descendente brindaría resultados más eficientes y generaría mayor competencia que la subasta a sobre cerrado, sobre todo si convergen el mercado regulado y no regulado, puesto que disminuirían los riesgos vistos por el generador.

### **2.1.2. Publicaciones**

a. La asociación en consorcio *Cambridge Economy Policy Associates Ltd* (CEPA) y *Negocios Globales Inteligentes SAC* (NEGLI), denominada CEPA-NEGLI, elaboró en el año 2016 el informe titulado “Revisión del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano”, luego de ser contratados por Osinergmin para realizar una consultoría consistente en la revisión del marco regulatorio del mercado eléctrico. Para ello llevaron a cabo una serie de talleres en junio y agosto de 2016 con los agentes públicos y privados para recoger su impresión sobre la situación actual del sector eléctrico peruano.

En el referido informe se identifican una serie de problemas que afronta actualmente el mercado eléctrico en sus tres niveles: generación, transmisión y distribución. Dichos problemas se deben en gran medida a la inadecuada intervención del Estado como ente rector, en su rol regulador y de empresario. Para nuestros fines se revisarán los problemas que afectan a nuestro tema de investigación.

El problema principal sería que el Estado no ha intervenido adecuadamente en el mercado eléctrico. Este debería cumplir un papel meramente regulador y dejar que el sector se rija por las propias fuerzas del mercado, lo cual a su vez implica que el inversionista privado deba asumir el riesgo de la demanda. Sin embargo, la intervención excesiva del estado ha devenido en una serie de problemas.

Uno de los problemas es que existen diferencias en el tratamiento del despacho según el tipo de generación, el COES ordena a las empresas de generación operar dependiendo del costo variable de la unidad de generación, es decir, aquel que resulte menos costoso opera primero. Sin embargo, la declaración de estos precios se trata de manera distinta dependiendo de la materia prima que utilicen, puesto que las generadoras que usan el gas natural solo presentan una declaración que no es auditada, a diferencia de las demás generadoras; por lo tanto, las generadoras a gas natural pueden declarar costos que no son reales, pudiendo optar entre alzarlo o disminuirlo a su conveniencia.

Por otro lado, un alto porcentaje de la generación tiene demanda garantizada, ya sea por las licitaciones de largo plazo convocadas por las empresas de distribución (en el marco de la Ley 28832) o por las licitaciones convocadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión) por encargo del Minem, lo que genera una transferencia del riesgo de demanda del generador a la propia demanda. Es así que, actualmente existen centrales de generación que cuentan con una gran parte de su

producción asegurada, llegando a existir algunas que han asegurado la totalidad de su producción de energía.

La existencia de una alta demanda asegurada, sumada a la posibilidad de las generadoras que usan gas natural de declarar precios no auditados, ha ocasionado que las empresas de generación tiendan a declarar precios más bajos a fin de estar primeros en la orden de despacho del COES y así poder producir la energía contratada.

Por otra parte, el Estado predijo un crecimiento económico mayor que el que se ha producido en los últimos años, en consecuencia, la demanda de energía también ha sido menor a la esperada. Sin embargo, por iniciativa estatal se ha favorecido la construcción de nuevas centrales de generación que han ocasionado que a la actualidad contemos con un exceso de capacidad de generación.

El exceso de oferta de energía, sumado a los precios bajos declarados por las generadoras ha ocasionado que el precio en el mercado spot baje considerablemente en los últimos años. Lo cual a su vez ha derivado en que las empresas de generación, sin toda su producción contratada, busquen asegurar su capacidad celebrando contratos con los usuarios libres, esto ha dado inicio a una campaña agresiva que ha resultado en que incluso tomen los clientes de las empresas distribuidoras.

Entre los clientes de las empresas distribuidoras existen usuarios regulados que debido a su alto consumo de energía pueden optar por ser clientes libres, la agresiva campaña de las empresas de generación para captar clientes y el bajo precio en el mercado spot, ha resultado en un éxodo de estos usuarios optativos hacia el mercado de clientes libres. La migración de usuarios ha ocasionado que los distribuidores con contratos de largo plazo estén sobrecontratados, esta situación puede presentarse en cualquier mercado, pero en este caso se debe a políticas del Estado.

Finalmente, todos los problemas anteriores se han traducido en una diferencia considerable entre las tarifas de los usuarios regulados y el precio en el mercado Spot. Esto, debido a que la tarifa de los usuarios regulados se obtiene del promedio del precio de las licitaciones. Es así que las tarifas del mercado regulado actualmente duplican las tarifas de los clientes libres, lo cual considera el CEPA-NEGLI que se presenta debido a la inadecuada intervención del Estado.

**b.** Rolando Salvatierra Combina en el artículo titulado “Sector Eléctrico – a los veinte años de la reforma”, publicado en la revista Themis del 2012, repasa los cambios por los que ha atravesado el sector eléctrico peruano en los últimos años, identificando cuatro etapas de la reforma.

La primera etapa abarca del año 1990 al año 1992, el Estado identifica que era necesario realizar una reforma del sector eléctrico a la par que se iniciaba un proceso de privatización y se propiciaba la inversión privada. Para ello creó un grupo de trabajo conformado principalmente por ingenieros que concluyó con la emisión del Decreto Ley 25884 – Ley de concesiones eléctricas y su reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

La segunda etapa empieza en el año 1993 y concluye en el año 2001, en esta se promulga la Ley de Concesiones Eléctricas. Esta segunda etapa de la reforma presenta grandes avances: existe un cambio de rol del Estado quien ahora no interviene activamente en el mercado como empresario monopólico, sino que tiene la función de fomentar la inversión y competencia, además se le otorga un rol regulador; se realiza la desintegración vertical de las actividades eléctricas, dividiéndola en generación, transmisión y distribución; se crean dos mercados de clientes, el mercado libre para clientes con un alto nivel de consumo de energía y el mercado regulado que abarca a los demás usuarios; se implementa el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, lo que beneficia a los usuarios y generadoras; se promueve la inversión privada mediante concesiones y autorizaciones; se realiza la

regulación de la tarifa por actividad (generación, transmisión y distribución); dan inicio a un proceso de privatización de las empresas públicas; crean el COES para que se encargue de la coordinación del sistema interconectado; y crean a Osinergmin (inicialmente Osinerg) como ente regulador.

La tercera etapa se desarrolla en el periodo de 2001 a 2006. Esta tercera etapa se caracteriza por: dar autonomía a Osinergmin, otorgándole además facultades de regulación de tarifas y solución de controversias; por otro lado, se inicia el desarrollo del proyecto de Camisea, el mismo que permite la entrada de nuevas centrales de generación que utilizan el gas natural; y, en este periodo se produce una crisis de falta de generación, que se traduce en la falta de contratos de las empresas distribuidoras para satisfacer la demanda de los usuarios regulados y ocasiona una serie de retiros de energía sin respaldo contractual.

La cuarta y última etapa identificada por Salvatierra abarca del año 2006 al año 2012. En este periodo se promulga la Ley N° 28832, que introduce los siguientes cambios: en el mercado de generación, se crea un mecanismo de subastas – licitaciones para contratar el suministro de electricidad para los usuarios regulados a largo plazo, mediante este mecanismo licitatorio la distribuidora paga un precio fijo resultante de las subastas, el mismo que se traslada al usuario final; en el sector de transmisión se crea dos nuevos sistemas, el sistema garantizado (el desarrollo de las líneas de transmisión es determinado por el Estado) y el sistema complementario (el desarrollo de las líneas de transmisión depende principalmente de la iniciativa privada); se reestructura el COES, a partir de este momento son incluidos en el comité las empresas distribuidoras y los grandes usuarios. Además, se emite la ley de promoción de generación eléctrica con energías renovables – Decreto Legislativo 1002, mediante el cual el Estado les asegura a las empresas ganadoras de las licitaciones la compra de la energía que produzcan por el plazo de 20 años al precio obtenido en la licitación. Finalmente, se impulsa la electrificación rural, para ello crean un fondo para subsidiar la

construcción, operación y mantenimiento de infraestructura eléctrica en zonas rurales no rentables para privados.

## **2.2. Bases teóricas**

### **2.2.1. El mercado eléctrico peruano**

La Ley de Concesiones Eléctricas establece que el mercado eléctrico peruano está dividido en tres sectores: generación, transmisión y distribución.

#### **A. Generación eléctrica**

La generación eléctrica “es la primera de las actividades de la cadena productiva de la energía eléctrica, la cual consiste en transformar alguna clase de energía (térmica, mecánica, luminosa, entre otras) en energía eléctrica” (Dammert, Molinelli y Carbajal, 2011, p. 21). Esta energía se utiliza para satisfacer la demanda de los distintos usuarios conectados al sistema eléctrico, lo ideal es que el parque generador tenga la capacidad instalada suficiente para poder producir la energía requerida en los momentos de máxima demanda.

En el Perú existen dos tipos de usuarios: usuarios libres y usuarios regulados, bajo esta distinción encontramos dos tipos de mercados: el mercado eléctrico libre y el mercado eléctrico regulado. Respecto a estos dos mercados, CEPA-NEGLI (2016) señala que: 1) en el mercado eléctrico libre participan los usuarios libres, las empresas distribuidoras y las empresas generadoras; las distribuidoras y generadoras compiten para poderle suministrar energía a los usuarios libres; 2) en el mercado regulado participan los usuarios regulados, las empresas distribuidoras e indirectamente la empresas generadoras; los usuarios regulados solo pueden ser atendidos por las empresas distribuidoras dentro de su zona de concesión.

El proceso de producción de energía se lleva a cabo en centros de producción denominadas centrales eléctricas, las cuales se clasifican en

función a la fuente de energía primaria, siendo las dos principales en Perú la generación hidráulica y la generación térmica. A continuación revisaremos los distintos tipos de tecnologías que se utilizan en la producción de energía eléctrica<sup>3</sup>:

### **A.1. Centrales hidráulicas**

Este tipo de sistema de generación eléctrica utiliza el caudal y altura del agua, la cual hace girar la turbina hidráulica, transformando a través de este proceso la energía hidráulica en energía eléctrica.

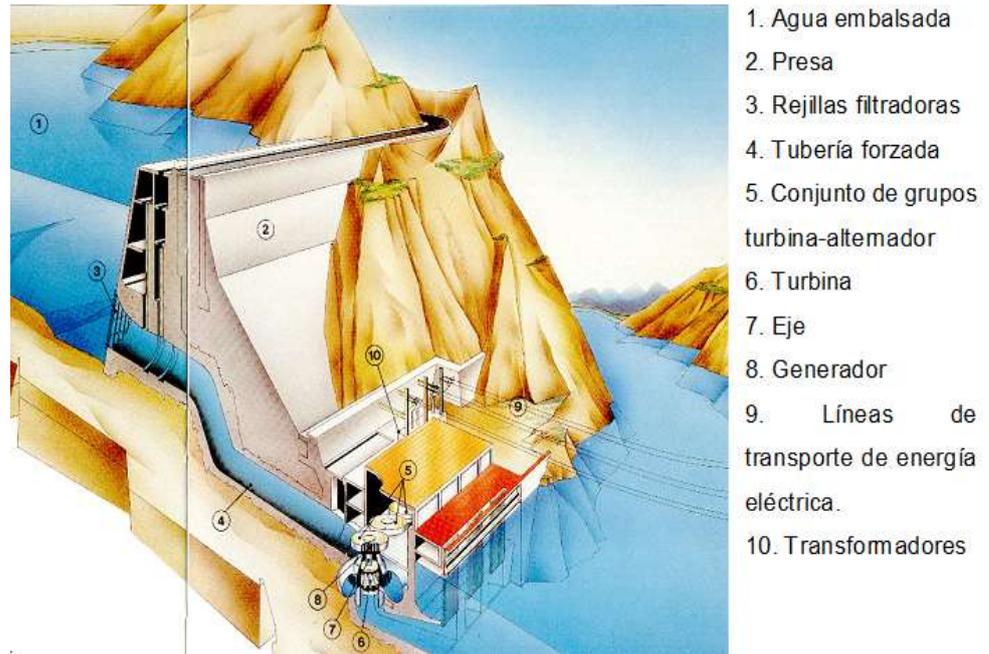
Estas centrales se clasifican en dos, dependiendo de si estas estén asociadas o no a un sistema de embalse:

**i. Centrales hidráulicas de pasada o agua fluyente:** en este caso la central no presenta un embalse de agua, en el proceso de generación se aprovecha la energía que brinda el cauce del río en determinado momento, lo cual genera el movimiento de las turbinas. Evidentemente, el gran problema de este sistema es que resulta muy dependiente de las situaciones climatológicas, por lo que en épocas de sequía o de poca lluvia la electricidad que produzca será poca o nula.

**ii. Centrales hidráulicas de embalse:** este tipo de central cuenta con un área de embalse que consiste en la existencia de una represa, la cual permita almacenar el agua necesaria y regular la cantidad que se pretende utilizar, además gracias a su gran estructura se aprovecha la caída del agua y no solo el cauce para el proceso de generación. Este tipo de central es la más común e implica la existencia de fuertes costos fijos, sin embargo, los costos de operación son reducidos.

---

<sup>3</sup> Los tipos de tecnología se realizaron siguiendo a Laloux (2007)



**Figura 1. Estructura de una central hidroeléctrica**

Fuente: Laloux (2007)

## A.2. Generación térmica

En este tipo de centrales la energía primaria es un combustible fósil, este puede ser diésel, gas natural o carbón, utilizándose para hacer girar el rotor del alternador. Básicamente funcionan de la siguiente manera:

- a. El combustible se quema en una caldera y se produce vapor de agua.
- b. El vapor a alta presión se transforma en energía mecánica a través de una turbina.
- c. La energía mecánica se convierte en energía eléctrica gracias al generador.

Los tipos de centrales térmicas son los siguientes:

**i. Centrales térmicas a diésel y/o derivados:** estas utilizan el diésel, residual y otros derivados del petróleo, y el proceso se desarrolla básicamente conforme se ha explicado líneas arriba. Si bien los costos fijos no son muy

elevados, los costos de operación dependen de la volatilidad del precio del petróleo.

**ii. Centrales térmicas de carbón:** en este caso se produce el quemado del carbón, y debido a la existencia de partículas sólidas se añade una etapa más al proceso, que consiste en enviar los gases a un precipitador para contener las cenizas, siendo los demás residuos expulsados al medioambiente.

**iii. Central térmica a gas natural:** estas son de dos tipos.

- Ciclo simple: se calienta el gas para que adquiera la fuerza suficiente para hacer girar las turbinas, sin embargo, se desperdicia la energía calórica, puesto que el gas caliente es lanzado a la atmósfera.
- Ciclo combinado: en este caso se aprovecha el gas a alta temperatura que se obtiene en el ciclo simple y se utiliza para calentar una caldera de agua, con lo cual se logra un resultado similar al de las centrales térmicas de diésel, por lo que resulta más eficiente que la anterior.

### **A.3. Centrales eléctricas no convencionales**

A continuación, se detallan las más importantes:

**i. Generación nuclear:** consiste básicamente en el uso de combustible nuclear: uranio o plutonio. Mediante este se consigue una reacción nuclear que produce altas temperaturas y calienta el agua, el proceso es similar al usado en las centrales térmicas, sin embargo, se generan residuos que requieren un tratamiento especial y cuidadoso.

**ii. Generación eólica:** en este proceso se aprovechan las corrientes de aire para que hagan girar las hélices de los aerogeneradores eléctricos, siendo necesaria la configuración de parques de aerogeneradores, puesto que uno solo no produce gran cantidad de energía eléctrica.

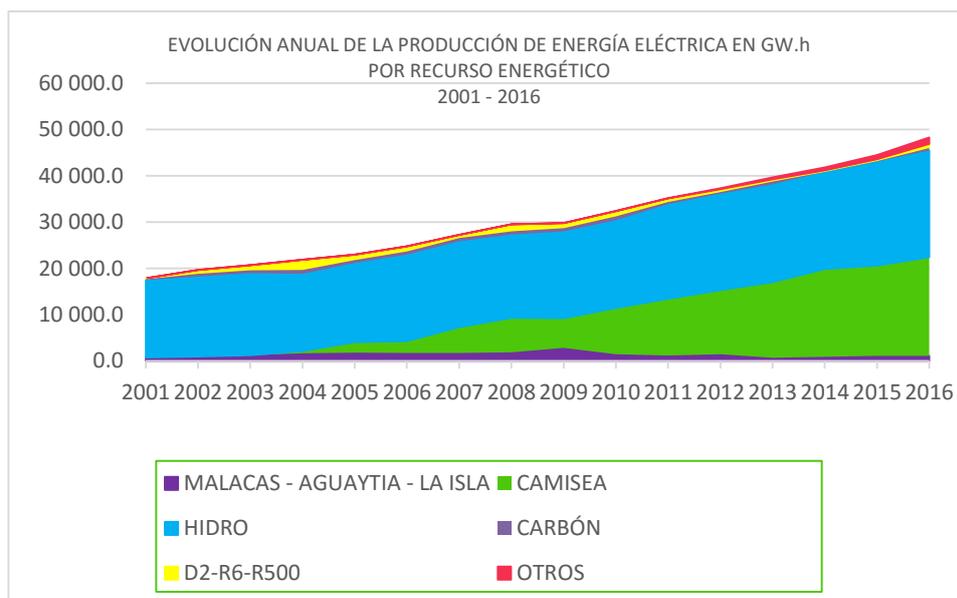
**iii. Generación solar:** la energía solar constituye un recurso abundante, el cual no ha sido muy desarrollado. Se puede utilizar mediante dos tecnologías:

- Conversión fotovoltaica: se transforma la energía solar en energía eléctrica mediante el uso de celdas solares hechas de silicio (generalmente), que al ser fotosensible genera energía eléctrica.
- Generación termosolar: consiste en direccionar los rayos solares hacia una torre llena de agua y una vez que se logra la ebullición hace girar las turbinas.

**iv. Generación geotérmica:** se utiliza el calor de la tierra como el caso de géiser o fuentes termales, y mediante la reinyección de agua puede considerarse energía renovable, sin embargo, se corre el riesgo de romper el equilibrio natural y destruir la fuente.

**v. Cogeneración:** consiste en la utilización del calor producido por procesos industriales.

La materia prima utilizada para la producción de energía en el Perú ha evolucionado considerablemente en los últimos años, a inicios del presente siglo la demanda de energía eléctrica se satisfacía principalmente con la operación de centrales hidroeléctricas; sin embargo, con la extracción del gas natural de Camisea a partir del año 2004, entraron a operar nuevas centrales térmicas que utilizan el gas natural en su proceso de producción:



**Figura 2. Evolución anual de la producción de energía eléctrica en GWh por recurso energético**

Fuente: Osinergmin

Según cifras del COES (2017), al año 2016 el 46.6% de la energía eléctrica despachada en el SEIN fue producida por centrales de generación térmica a gas natural, mientras que las centrales hidroeléctricas produjeron el 45.85% de la energía eléctrica consumida en el sistema. Además, se puede observar que las centrales de energía renovable (RER) empiezan a tener mayor presencia en la producción de energía eléctrica, representando el 4.73% de la electricidad generada al 2016.

La presencia de las energía renovables en el despacho se debe a que por políticas estatales se ha promovido el uso de estas energías en la producción de electricidad, por ello en el Artículo 5 del Decreto Legislativo N° 1002 se dispuso que la generación de electricidad a través de las RER tiene prioridad en el despacho del COES; es decir, primero operan estas centrales de generación que utilizan energías renovables (pese a que su costo variable suele ser mayor que el de otras centrales) y posteriormente las que disponga el COES por despacho económico:

### DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA EN EL 2016

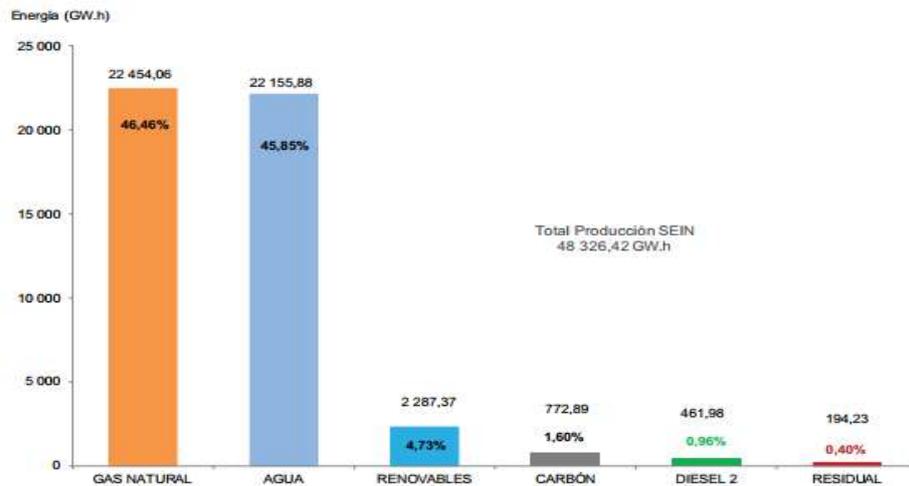


Figura 3. Distribución por tipo de recurso energético de la energía producida en el 2016

Fuente: COES SINAC (2017)

#### B. Transmisión eléctrica

La transmisión es la actividad que permite el traslado de la energía eléctrica producida por las plantas de generación hacia los distintos centros de consumo a través de una red de transporte. “Esta red ha de transportar grandes cantidades de energía a largas distancias y por ello debe funcionar a muy alta tensión, puesto que por ello se reduce la intensidad que circula y; por lo tanto, las pérdidas”. (Laloux, 2007, p. 47)

Según lo expuesto por Dammert, Molinelli y Carbajal (2011) el proceso de transmisión eléctrica se puede dividir en cuatro etapas: a) la primera etapa consiste en elevar la tensión de la energía eléctrica producida por los generadores a través de transformadores que elevan el voltaje a alta o muy alta tensión; b) la segunda etapa consiste en transportar la energía a través de las líneas de transmisión de alta tensión hacia los centros de consumo; c) la tercera etapa comienza con la reducción del voltaje a media tensión una vez que la línea se encuentra cerca de los centros de consumo; y d) la cuarta etapa consiste en transformar la energía a baja tensión para su posterior distribución y consumo.

Los sistemas de transmisión son monopolios naturales, por ello se ha establecido un sistema de competencia *ex ante*, esto es, el Estado determina la necesidad de construcción de una línea de transmisión y las empresas interesadas compiten en un proceso público. Estos sistemas son de acceso abierto, es decir, cualquier usuario tiene derecho a conectarse al sistema, para esto deberá pagar una tarifa y cumplir con las especificaciones técnicas correspondientes, siendo necesario que llegue a un acuerdo con la empresa encargada de su mantenimiento, de no existir acuerdo será necesario acudir al organismo regulador (Osinergmin).

En el Perú existen cuatro sistemas de transmisión, la Ley de Concesiones Eléctricas creó dos sistemas: el (i) Sistema Principal de Transmisión (comprendía las líneas del SEIN, en la que la tarifa la pagan todos los usuarios) y el (ii) Sistema Secundario de Transmisión (permite la conexión al sistema principal, en la que la tarifa la pagan los que se beneficien de la línea). Con la entrada en vigencia de la Ley N° 28832 se crearon dos nuevos sistemas: el (iii) Sistema Garantizado de Transmisión (conformado por las líneas incluidas en el Plan de Transmisión elaborado por el COES, en la que se establecen Concesiones y la tarifa la pagan todos los usuarios); y el (iv) Sistema Complementario de Transmisión (son las líneas no incluidas en el Plan de Transmisión o que fueron incluidas por iniciativa de algún agente, en la que debe existir conformidad del COES y la tarifa la pagan los usuarios que se beneficien de la línea). Todas las líneas construidas a partir de la entrada en vigencia de la Ley 28832 solo pueden ser del Sistema Garantizado o Complementario, las líneas construidas anteriormente conservan su denominación y características.

### **C. Distribución eléctrica**

La tercera actividad del sistema eléctrico es la distribución eléctrica, esta “tiene la función de llevar el suministro de energía eléctrica desde el sistema de transmisión hacia cada uno de los usuarios finales del sistema eléctrico”. (Dammert, Molinelli y Carbajal, 2011, p. 55)

Las empresas distribuidoras adquieren sus derechos por concesiones definitivas (no tienen plazo de expiración), y tienen la obligación de suministrar energía eléctrica a los usuarios finales que se encuentren dentro de su área de concesión. En consecuencia, las distribuidoras deben contratar energía eléctrica suficiente para satisfacer la demanda de sus usuarios regulados, actualmente el mecanismo de contratación que utilizan para estos efectos son las licitaciones de energía.

Este sector, al igual que el de transmisión, es un monopolio natural y el método de introducir competencia es a través de un mecanismo regulatorio llamado “empresa modelo”. En base a ello se fija el Valor Agregado de Distribución (VAD), que en palabras de CEPA-NEGLI (2016) “es el costo de unidad de potencia necesario para prestar el servicio de distribución eléctrica con la finalidad de poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde la barra de media tensión hasta el punto de empalme de la acometida respectiva. En adición, el usuario debe asumir un cargo fijo que es independiente del consumo de energía eléctrica del usuario y está asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza de la factura”. (p.6)

### **2.2.2. La electricidad como servicio público**

#### **A. El servicio público de electricidad**

La revolución industrial implicó un movimiento migratorio del campo a las ciudades, que pasaron a ser los nuevos centros de producción de bienes y servicios, basados en la división del trabajo y la especialización de la mano de obra, lo que originó la creciente clase proletaria.

Esta aglomeración poblacional en grandes urbes generó la aparición de nuevas necesidades esenciales para sostener este nuevo estilo de vida urbano: transporte, alumbrado público, agua potable, alcantarillado, electricidad, telecomunicaciones, etc.

En este contexto, la administración pública se planteó diversas estrategias de intervención en estas actividades económicas consideradas esenciales y estratégicas, a fin de garantizar la continuidad de su suministro, promover su universalización, y ofrecer estos servicios a los ciudadanos a costos razonables y asequibles.

De esta manera, el estado considera a los servicios públicos como aquellos bienes y servicios esenciales para sostener la vida social de las nuevas sociedades postrevolución industrial; entre ellos, no cabe duda que se encuentra el servicio público de electricidad.

## **B. Regulación del servicio público**

De una manera pendular, dependiendo de la ideología imperante en cada momento histórico, la intervención estatal en estos servicios considerados esenciales transcurrió en promover la oferta de los servicios mediante la iniciativa privada, hasta ser ofrecido a manos del propio Estado.

En cualquier caso, el Estado previamente identifica a estos servicios esenciales para el nuevo estilo social y los declara formalmente como servicio público mediante la publicatio o ley formal. Una vez declarado servicio público, el Estado justifica su intervención administrativa en los aspectos jurídicos y económicos de estas industrias.

El servicio público de electricidad se ha venido ofreciendo o bien mediante empresas privadas o mediante empresas estatales. En el devenir histórico, es pertinente indicar el nuevo enfoque de intervención estatal en la industria eléctrica, que pasó de ofrecer este servicio público a través de empresas públicas estatales integradas verticalmente; es decir, a cargo de la generación, transmisión y distribución de electricidad a la vez; a ofrecer este servicio público en un contexto de liberalización económica en la que se desintegró verticalmente la industria, promoviendo la iniciativa privada en cada uno de sus segmentos (generación, transmisión y distribución eléctrica).

En este nuevo contexto de liberalización económica, la intervención del Estado en la industria eléctrica consiste en regular las tarifas eléctricas (regulación económica) en aquellos segmentos que se ofrecen mediante monopolios naturales, como lo es la transmisión y distribución eléctrica; y promover la competencia en el segmento de generación de electricidad, en la que pueden concurrir distintos operadores que utilizan diversas tecnologías de producción de electricidad (utilizando energía hidráulica, solar, térmica, etc.).

Con el fin de entender mejor la justificación de la regulación económica, ya sea la regulación tarifaria en los segmentos de transmisión y distribución, y la promoción de la competencia en el segmento de generación eléctrica, se pasará a explicar con más detalle el concepto de economía de escala y monopolio natural.

### **B.1. Economía de escala**

Se dice que existen economías de escala cuando los costos medios son decrecientes; es decir, el costo de producir un producto es menor cuando la producción aumenta. Esto se debe a que los costos fijos (básicamente infraestructura) suelen ser muy superiores a los costos variables.

El concepto de economía de escala es muy relevante en la industria eléctrica debido a que los costos de inversión son muy superiores a los costos variables (costos de operación y mantenimiento).

En las centrales de generación hidroeléctrica y nuclear suelen existir economías de escala, puesto que la inversión en la capacidad instalada es muy alta debido a las estructuras, mientras que el costo de las fuentes de energía primaria (agua, en las primeras, y uranio o plutonio, en las segundas) es bajo. En este sentido, mientras la inversión en capacidad instalada sea mayor, se reducirán más los costos medios de producir energía, ya que mientras más energía se produzca se licuarían los costos fijos de inversión; por lo tanto, los costos medios serían decrecientes.

En tanto, las centrales hidroeléctricas y las nucleares tienen economía de escala; en teoría, podrían instalarse grandes centrales de dichas tecnologías para satisfacer a toda la demanda aprovechando de esta manera la economía de escala (costos medios decrecientes), con lo cual se tendría costos de energía más baratos.

Sin embargo, conforme se detallará en acápite más adelante, existen razones económicas, de políticas estratégicas y medioambientales que hacen que depender de una sola tecnología no resulte deseable.

Además, a raíz de la introducción de nuevas tecnologías en centrales térmicas a ciclo simple y combinado, que no presentan economías de escala, se hace viable la inversión en dichas centrales, que al ser más pequeñas que las centrales hidráulicas pueden entrar a operar en menos tiempo.

Este avance tecnológico que permite la entrada de nuevas centrales de generación y la experiencia empírica que demuestra el agotamiento temprano de las economías de escala de las centrales de generación, ha revolucionado la configuración de la industria eléctrica, en la que se procura incentivar la competencia en el sector de generación; mientras que el sector de transmisión y distribución se rigen bajo regulaciones tarifarias (Dammert, Gallardo y García, 2005).

## **B.2. Monopolios naturales**

El monopolio natural “surge porque una única empresa puede ofrecer un bien o un servicio a todo un mercado con menos costes que dos o más empresas”. (Mankiw, 2004, p. 195)

Este tipo de monopolios naturales puede sustentarse por la existencia de economías de escala, pero no necesariamente ello es así. También pueden presentarse monopolios naturales pese a que la economía de escala ya se haya

agotado y nos encontremos en la parte ascendente de la curva de los costos medios. (Dammert, García y Molinelli, 2013)

Dicha situación sería posible en casos en los que a pesar de que se haya agotado la economía de escala siga siendo más económico o eficiente que una sola empresa brinde el servicio.

Desde el punto de vista de la demanda, el monopolio natural se presenta cuando una sola empresa puede satisfacer toda la demanda de manera más eficiente que si hubiera más de una empresa.

Como se puede apreciar, el monopolio natural guarda estrecha relación con la magnitud de la demanda y el avance tecnológico que permite a solo una empresa brindar de manera más económica el producto o servicio (ya que el avance tecnológico puede afectar los costos fijos o la presencia de economías de escala).

Por otro lado, desde un punto de vista de la demanda, el monopolio natural surgiría cuando los costos fijos son muy grandes con relación a la demanda. De esta manera, tal como diera cuenta Posner (1998) “si un mercado es suficientemente pequeño, casi cualquier clase de empresa puede tener un monopolio natural (una tienda de abarrotes en una aldea, por ejemplo), porque toda empresa tiene algunos costes fijos, los cuales pueden dominar si la producción es suficientemente pequeña”. (p. 327)

Estos factores tecnológicos y de la magnitud de la demanda hacen flexible el concepto de monopolio natural; en tal sentido, puede que una industria que hoy sea considerada como monopolio natural, mañana ya no lo sea.

De esta manera, gracias a la introducción de nuevas tecnologías de generación de electricidad que involucraba bajos costos fijos y la expansión

de la interconexión entre sistemas eléctricos (que hizo que una sola empresa ya no pudiera satisfacer a toda la demanda), permitió que se desregulara el segmento de generación y se fomente la competencia entre empresas generadoras.

## **C. Aspectos técnicos de la industria eléctrica**

La industria eléctrica tiene diversas particularidades a nivel técnico y económico que deben dilucidarse preliminarmente para comprender de mejor manera el mercado eléctrico. Por ello; a continuación, trataremos de enfocarnos en los conceptos necesarios para el desarrollo de la presente investigación.

### **C.1. Aspectos técnicos**

#### **i. Imposibilidad de almacenamiento**

La electricidad se rige por leyes físicas ineludibles que deben tomarse en cuenta para comprender el funcionamiento de los sistemas de energía eléctrica.

En este sentido, se debe tener en cuenta que resulta imposible almacenar la electricidad a un bajo costo, y mucho menos realizarlo en grandes cantidades. Es decir, se puede almacenarla en pequeñas cantidades en una batería, como la que es usada por los celulares, ordenadores portátiles, o las que son utilizadas por los automóviles, pero no la suficiente cantidad como para satisfacer la demanda de una ciudad, o una maquinaria industrial compleja.

Debido a esto, la oferta y la demanda deben estar en perfecta armonía; es decir, toda la energía eléctrica que es inyectada al sistema debe de ser la misma cantidad que es consumida en ese mismo instante.

Sin perjuicio de lo antes indicado, podría considerarse como una forma de almacenar energía al almacenamiento de las fuentes de energía primaria, como puede hacerse mediante el embalse de agua, en el caso de las centrales de generación hidroeléctrica, o el almacenamiento de combustibles fósiles en el caso de las centrales termoeléctricas.

Como puede verse, el almacenamiento de las fuentes primarias de energía podría ser factible en algunos casos; sin embargo, ello no desdice que la energía eléctrica como tal es difícilmente almacenable en grandes cantidades.

## **ii. Imposibilidad de trazar su recorrido**

La energía eléctrica usualmente es trasladada a través de redes de transmisión malladas. Además, se desplaza por leyes físicas que hacen imposible trazar su recorrido o dirigirlo a voluntad.

En suma, salvo casos muy reducidos, solo se puede saber con certeza cuánta energía se inyecta al sistema en un determinado punto de esta red mallada y cuánta se retira en otro punto determinado.

Por esto se suele comparar al sistema de energía eléctrica con una piscina, ya que solo se saben los puntos por donde se inyecta la energía y los puntos por donde se retira, pero se desconoce cómo esta energía, como el agua, se desplaza en la piscina o sistema mallado de transmisión.

Otro punto que se desprende sobre esta particularidad de la energía es que cualquier variación en los equipos de transmisión provoca efectos inmediatos en los flujos de energía existentes, por lo que el equilibrio del sistema es sumamente dinámico.

### **iii. Operador del sistema centralizado**

Como se ha dicho, la oferta y la demanda deben estar armonizadas de manera continua y a tiempo real, y no se puede trazar el recorrido a lo largo de la red de transmisión, por tales motivos se hace necesaria la existencia de un Operador del Sistema Único, que se encargue de mantener el equilibrio entre la oferta (generación) y la demanda (retiro de energía), y además garantice el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de seguridad.

Es decir, conforme lo señala Ibarburu (2007), se necesita que un operador técnico del sistema controle y comande la operación del sistema eléctrico, con el fin de que mantenga el balance entre la oferta y la demanda en cada momento y la estabilidad eléctrica del sistema.

Esto es, el operador del sistema dirige qué centrales de generación deben producir energía según las exigencias de la demanda, las cuales son monitoreadas de manera continua.

Por su naturaleza, la operación del sistema eléctrico es una actividad centralizada y sujeta a regulación. Este operador busca que el sistema funcione de manera segura, garantizando la continuidad del suministro eléctrico; además, busca que el despacho de energía sea el más eficiente desde el punto de vista económico.

Es decir, ante proyecciones de demanda previsible, el operador del sistema ordena el despacho de las centrales según un orden de prelación de eficiencia, en función de los costos de producción de la energía eléctrica, lo que se conoce como “despacho económico”.

En consecuencia, conforme lo señalan algunos autores, las principales funciones del operador del sistema son:

“(....) 1) observar la evolución de la carga requerida a través de diferentes indicadores en un centro de control, ordenando a los generadores que inicien o detengan la producción: 2) planificar el despacho por adelantado (predespacho) para que los generadores estén preparados para producir, pues suele existir un período necesario para que estos estén operativos; y 3) corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho dependiendo de las eventualidades que pudieran surgir, tales como una demanda mayor a la prevista, la salida de centrales o líneas de transmisión”. (Dammert, García y Molinelli, 2013, p. 72)

En nuestro país la operación del sistema la realiza el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), cuyo nombre encierra el objetivo principal que busca todo operador del sistema eléctrico.

## **C.2. Aspectos económicos**

Además de la existencia de economía de escala y la presencia de monopolios naturales en la industria eléctrica, conforme se explicó previamente, cabe indicar la existencia de otros aspectos económicos a tener en cuenta, tales como:

### **i. Mixtura de tecnologías de generación**

Conforme lo señala Laloux (2007), existen justificaciones de carácter económico, de políticas estratégicas y medioambientales para que concurren diversas tecnologías en las centrales de generación eléctrica.

Con respecto a la justificación económica, hay que tener en consideración que las centrales de generación usan distintas tecnologías, las cuales dependen de la fuente de energía primaria que utilicen. Estas pueden ser centrales hidroeléctricas, termoeléctricas (que usan carbón, *fuel-oil* o gas), nucleares, no convencionales que usan energías renovables (tales como eólicas, solares, biomasa, etc.).

Cada una de estas tiene diversos costes de inversión y operación. Así, podemos ver que en el caso de las centrales hidroeléctricas los costes de inversión serán muy altos, mientras que los costos de operación tienden a ser más bajos debido a que usan el caudal y caída del agua como fuente de energía. Las centrales termoeléctricas, por otro lado, tienen costos de inversión bajos mientras que los de operación son altos, y varían de acuerdo a como lo hace el precio del combustible que utilizan.

Teniendo en cuenta que la demanda o consumo de energía no es constante a través del tiempo, ya que varía en función de la franja horaria diaria (diurno o nocturno), los días (laborables, no laborables, festivos), estacionales (verano o invierno); la combinación de diversas tecnologías con costos de operación distintos, resulta más eficiente para satisfacer la demanda según nos encontremos en momentos de máxima demanda o no.

En el caso peruano, teniendo en cuenta el gran potencial hídrico existente en el país y la posibilidad de realizar grandes embalses, las centrales hidroeléctricas tienen un coste de operación bajo, por lo que se procura que este tipo de centrales despachen durante todo el día. Por el contrario, se procura que las centrales térmicas que usan diésel, que cuentan con costes de operación alto (por el elevado precio del petróleo), despachen solo en breves periodos durante el día para cubrir los momentos de máxima demanda.

Por otro lado, en lo que respecta a las razones de política estratégica, los países diversifican las tecnologías de centrales eléctricas con el fin de protegerse de crisis económicas y políticas que afecten el abastecimiento de las fuentes de energía primaria. Por ejemplo, la existencia de sequías afecta la producción de energía de las centrales hidroeléctricas, una crisis económica mundial afecta el precio del petróleo lo que eleva los costos de operación de una empresa termoeléctrica, los actos de terrorismo en nuestro país pueden incidir en la extracción y comercialización del gas, por lo que si nuestra producción de energía dependiera solamente de uno de esas fuentes de

energía primaria, como sucedía hasta hace unas décadas cuando la producción de energía del país dependía en su gran mayoría de las hidroeléctricas, un acontecimiento como los mencionados generaría un desabastecimiento de energía.

Finalmente, en lo que respecta a la justificación medioambiental, existe una marcada preocupación internacional por la producción de gases con efecto invernadero, por lo que se procura reducir el uso de combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón). En tal sentido, a nivel internacional se está promoviendo que los sistemas eléctricos inserten centrales no convencionales que utilicen energías renovables, tales como la eólica, geotérmica, fotovoltaica, biomasa, entre otros.

## **ii. Riesgos en el negocio de generación eléctrica**

La industria eléctrica, sobre todo el segmento de generación, se mueve sobre un escenario de alta incertidumbre, lo cual afecta los incentivos para la inversión en nuevas centrales.

Entre estas incertidumbres encontramos: (1) la proyección de demanda, que se ve afectada por crisis económicas y políticas (nacionales o internacionales); (2) la disponibilidad de las instalaciones, es imposible predecir las fallas que puedan presentarse en las centrales de generación o en los sistemas de transmisión; (3) los precios de los insumos, como la volatilidad del precio del petróleo; (4) los factores climáticos, como el caso de las sequías que afecta la operación de centrales hidroeléctricas; (5) los riesgos regulatorios, ante cambios de las normas del sector, etc.

El principal riesgo de las centrales de generación es no poder predecir los flujos futuros de ingresos, debido a la volatilidad del precio de la energía en el mercado *spot*; la entrada de nuevas centrales más eficientes que reduzcan el precio de la energía del sistema, la incertidumbre en el despacho mandado por el operador del sistema, entre otros. Ello ocasiona que el riesgo

de financiar nuevos proyectos sea alto, por lo que se desincentiva la inversión en nuevas centrales de generación.

### **2.2.3. Agentes del mercado eléctrico peruano**

Además de las empresas que se encargan de desarrollar las actividades de generación, transmisión y distribución, en el Perú existen otros agentes involucrados con el mercado eléctrico. Se han considerado solo aquellos que guardan relación con la presente investigación.

#### **A. Usuarios regulados**

Según lo señalado por la Ley N° 28832, los usuarios regulados son todos aquellos que están sujetos a regulación de precio por la energía o potencia que consumen. Los requerimientos de energía de estos usuarios pueden ser únicamente atendidos por las empresas distribuidoras que tengan la concesión en la zona en la que se encuentren ubicados. Según lo dispuesto por el artículo 2° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por el Decreto Supremo N° 022-2009-EM, se consideran usuarios regulados a todos aquellos usuarios con una máxima demanda anual igual o menor a 200 kW.

#### **B. Usuarios libres**

Según lo señalado por la Ley N° 28832, los usuarios libres son todos aquellos que no están sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Estos usuarios pueden contratar sus requerimientos de energía tanto con las empresas generadoras como con las empresas distribuidoras. Según lo dispuesto por el artículo 3° del Reglamento de usuarios libres de electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM, se consideran usuarios libres a todos aquellos usuarios con una máxima demanda anual mayor a 2500 kW.

En este grupo existen los grandes usuarios libres, según lo señalado en el artículo 1° de la Ley N° 28832, estos son usuarios libres que cuentan con

una potencia contratada superior o igual a 10 MW, o agrupaciones de usuarios libres que cuenten con una potencia contratada que sume por lo menos 10 MW. Según lo dispuesto por el artículo 11° de la referida Ley estos usuarios pueden participar en el mercado de corto plazo.

### **C. Usuarios libres o regulados facultativos**

Según lo dispuesto por el artículo 3° del Reglamento de usuarios libres de electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM, aquellos usuarios con una máxima demanda anual mayor a 200 kW hasta llegar a los 2500 kW pueden elegir entre ser usuarios regulados o libres. Los usuarios que se encuentren en esta situación pueden solicitar el cambio de condición según sus intereses, para ello deberán presentar una solicitud expresa al suministrador actual y deberán permanecer en la nueva condición por lo menos durante tres años.

### **D. Comité de Operación Económica del Sistema (COES)**

Según lo señalado en el Capítulo Cuarto de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente del sistema eléctrico, el COES es una entidad privada con personería jurídica sin fines de lucro. Está conformada por todos los agentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), estos son las empresas de generación, transmisión, distribución y usuarios libres, quienes deben cumplir con las disposiciones del COES.

El COES tiene la función de operar el SEIN a corto, largo y mediano plazo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos, así mismo es el encargado de planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y de la administración del mercado de corto plazo.

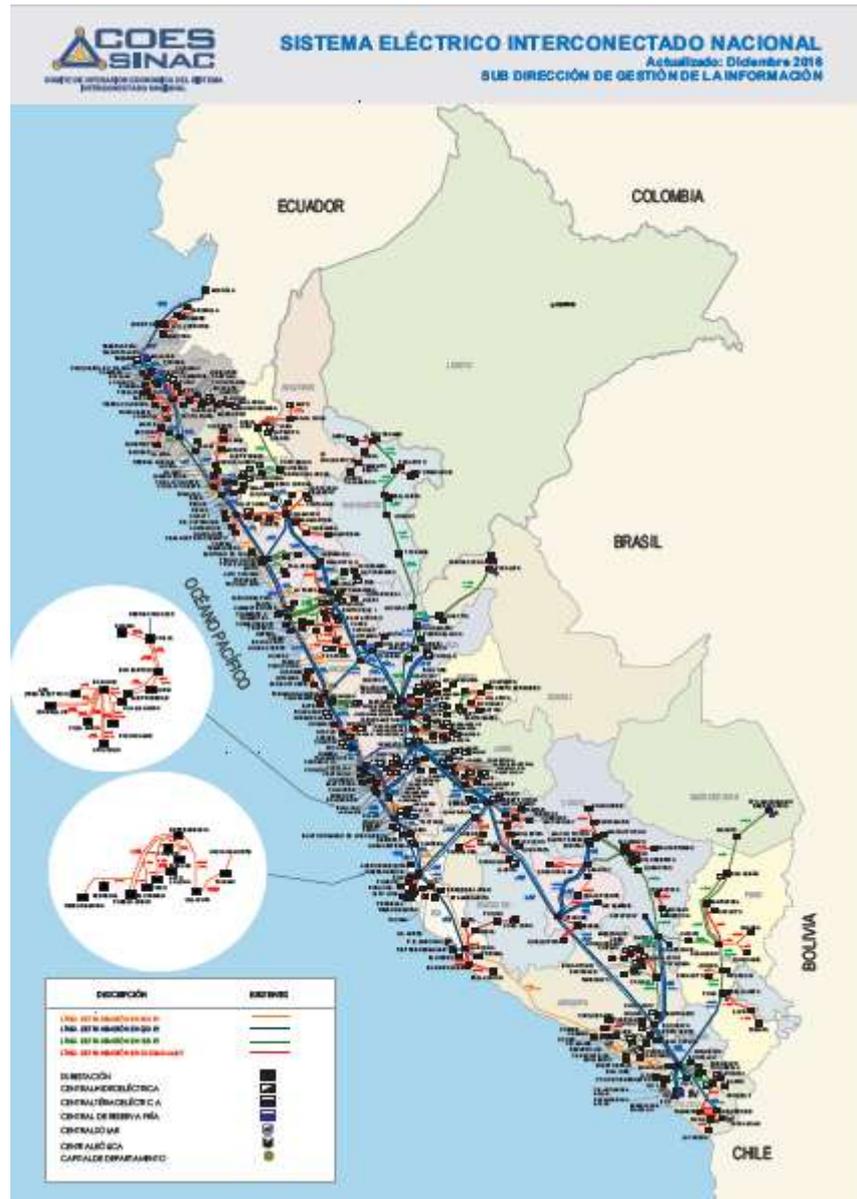


Figura 4. Mapa del SEIN al año 2016

Fuente: COES

### E. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin)

Inicialmente tenía el nombre de Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osiner); sin embargo, este nombre cambió cuando se le otorgaron nuevas funciones. A raíz de la emisión de la Ley 26923, según lo dispuesto en su artículo 1° el Osinermin pasó a estar adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros, con el fin de otorgarle mayor independencia. Según

lo dispuesto por el artículo 3° de la Ley N° 27732, Ley marco de los organismos reguladores de la inversión privada en los servicios públicos, el Osinergmin cumple con las siguientes funciones: función supervisora, función reguladora, función normativa, función fiscalizadora y sancionadora, función de solución de controversias y función de solución de reclamos de los usuarios del servicio de electricidad.

#### **F. Agencia de la Promoción de la Inversión Privada – ProInversión**

ProInversión se crea mediante Decreto Supremo N° 027-2002-PCM, siendo resultado de la fusión por absorción de la Dirección Ejecutiva FOPRI (entidad incorporante) con la Comisión de la Promoción de la Inversión Privada – COPRI, la Comisión Nacional de Inversiones y Tecnologías Extranjeras – CONITE, la Gerencia de Promoción Económica de la Comisión de Promoción del Perú – PROMPERU.

Según lo dispuesto en el artículo 3° del Reglamento de Organización y Funciones de la Agencia de la Promoción de la Inversión Privada – ProInversión, aprobado por Decreto Supremo N° 185-2017-EF, ProInversión tiene, entre otras, la función de:

“(…) b. Diseñar, conducir, y concluir los procesos de promoción de la inversión privada, bajo su ámbito de competencia y los proyectos que le sean encargados y participar en la etapa de ejecución contractual de acuerdo a sus competencias; (...)”.

#### **G. Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual – Indecopi**

Mediante Ley N° 25868 se creó el Indecopi, organismo que actualmente está adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros, según lo dispuesto por el artículo 1° de la Ley N° 26923. Mediante Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, se otorga al Indecopi una nueva función: el control de fusiones de las empresas del sector eléctrico.

Según lo dispone el artículo 3° de la referida Ley, deberá solicitarse al Indecopi autorización previa sobre la concentración que involucren a las empresas que desarrollen actividades de generación, transmisión y/o distribución. Esto se realizará cuando posean un porcentaje igual o mayor al 15% del mercado en caso de concentración horizontal, e igual o mayor al 5% del mercado en casos de concentración vertical.

#### **2.2.4. La regulación del servicio eléctrico en el Perú**

La industria eléctrica peruana antes de la reforma de los noventa se basaba en un modelo de monopolio estatal verticalmente integrado que estuvo vigente a partir del Decreto Ley N° 19521 del 5 de setiembre de 1972 que aprobó la Ley General de Electricidad.

Dicho modelo estaba acorde con la política estatista implantada por el gobierno militar del general Juan Francisco Velasco Alvarado, en el que primó la planeación centralizada del sector eléctrico por parte de Estado.

De esta manera, la industria eléctrica peruana contaba con dos grandes compañías estatales: (1) Electrolima, que era una empresa verticalmente integrada (generación, transmisión y distribución) que atendía a la demanda de Lima (excluyendo a los autogeneradores), representaba aproximadamente la mitad de la demanda nacional; y (2) Electroperú, otra empresa verticalmente integrada que atendía la demanda del resto del país a través de subsidiarias regionales.

A comienzos de los noventa, las empresas estatales se encontraban desfinanciadas, por lo que resultaban siendo ineficientes e ineficaces para atender la demanda. El coeficiente de electrificación nacional a comienzos de los noventa bordeaba el cincuenta por ciento, con un parque generador carente de mantenimiento e infraestructuras de transmisión y distribución insuficientes y deficientes.

Ante este panorama, el primer gobierno de Alberto Fujimori de los noventa optó por una política económica de libre mercado, liberalizando las actividades económicas que antes estaba a cargo del Estado, como el sector eléctrico, promoviendo la inversión privada y la privatización o dación en concesión de las empresas estatales.

Con el fin de hacer factible este nuevo modelo económico, se reformuló el marco institucional del sector eléctrico con la promulgación del Decreto Ley N° 25844 del 6 de noviembre de 1992, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

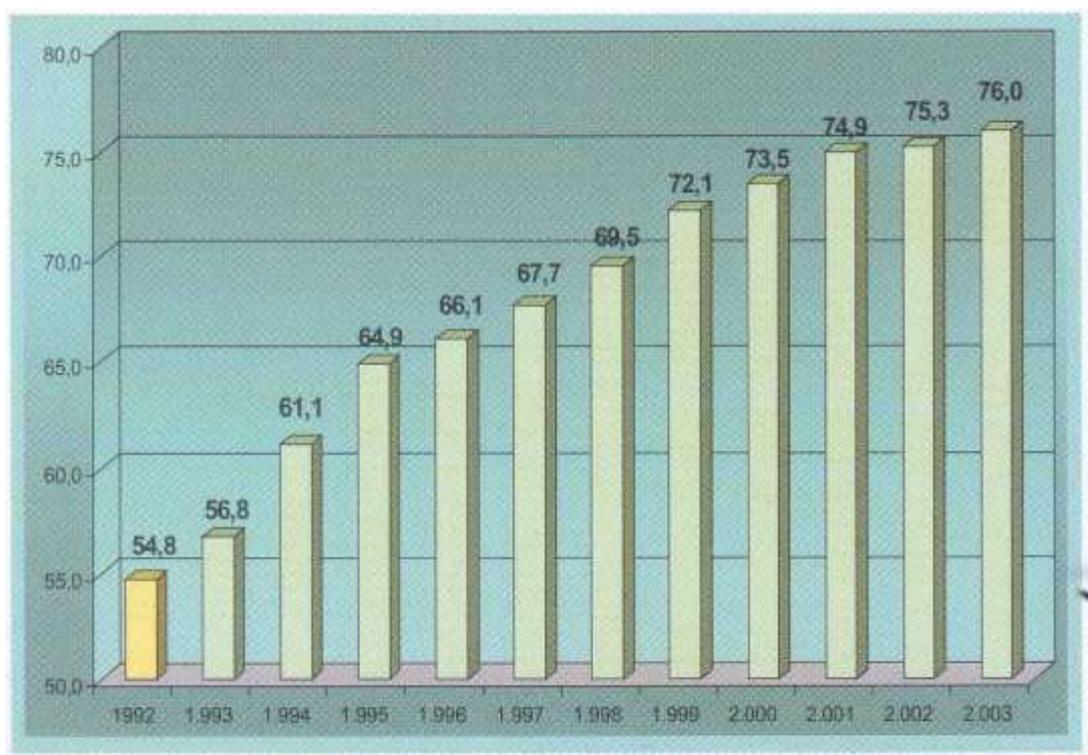
Para atraer inversión privada, se importó el modelo regulatorio chileno con algunas variaciones, el mismo que era considerado un caso exitoso. Este nuevo modelo establecido mediante la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) introdujo las siguientes modificaciones al diseño del mercado eléctrico:

- a) Desintegración vertical de la industria en generación, transmisión y distribución.
- b) Promoción de la competencia en el segmento de generación a través de un despacho económico basado en costos variables de operación.
- c) Planeamiento y operación del sistema por parte de privados. Esto es, la operación de cada sistema interconectado estaba a cargo de un comité integrado por las empresas de generación y transmisión denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Además, las inversiones en infraestructura ya no estaban a cargo del Estado, sino que dependía de la decisión de cada inversionista privado.
- d) División de la demanda en clientes regulados y clientes libres. Se estableció que los clientes regulados eran aquellos consumidores menores

de 1000 kW o 20% de la demanda de punta de la concesión de distribución, y los clientes libres aquellos que superaban dicho límite. De esta manera, los clientes regulados eran clientes cautivos de la concesionaria de distribución, esto es, se estableció un monopolio en la comercialización minorista a favor de la concesionaria sobre estos clientes regulados, siendo el precio del suministro regulado o fijado administrativamente por parte del estado. En cambio, para los clientes libres, se estableció una comercialización bajo un mecanismo de competencia, en el que generadores y los distribuidores competían para suministrar a estos consumidores, siendo el precio del suministro producto de la negociación entre las partes.

- e) Libre acceso a las redes de transmisión y distribución, con el fin de garantizar la libre competencia en el suministro de electricidad, en especial a los clientes libres.
- f) Regulación administrativa de la tarifa a cargo de un ente regulador y en base a costos eficientes de inversión y operación.

El nuevo marco normativo incentivó la inversión privada, conforme queda en evidencia al analizar los principales indicadores, tales como el coeficiente de electrificación nacional, el cual se incrementó de 54.8% en el año 1992 al 76% en el año 2003, conforme se puede apreciar en el siguiente gráfico:



**Figura 5. Evolución coeficiente nacional de electrificación al año 2003 (%)**

**Fuente:** ORÉ MORA, Alejandro (Congresista de la República)

Para mayor ahondamiento, se incluye el gráfico de la evolución del coeficiente de electrificación rural y nacional elaborado por Osinergmin, correspondiente al periodo 1995-2015, cabe indicar que al año 2015 el coeficiente de electrificación nacional fue de 93%, mientras que el coeficiente de electrificación rural fue de 78%:

## Evolución anual del coeficiente de electrificación rural y nacional, periodo 1995-2015

Fuente: MINEM Y GRT



Figura 6. Evolución anual del coeficiente de electrificación rural y nacional, periodo 1995-2015

Fuente: Osinergmin

Asimismo, la capacidad de reserva pasó de ser negativa a positiva, inclusive a fines de los noventa bordeaba una capacidad de reserva alrededor del 50%, siendo dicho crecimiento mayormente producto de nuevas inversiones en centrales térmicas, lo que diversificaba el parque generador y aportaba confiabilidad al sistema. También se evidenció mejores indicadores, tales como los indicados por Adepsep (s/a, p. 2):

**Tabla 2. Evolución de la cobertura y calidad del sector eléctrico 1993-2001**

<b>SECTOR DE ENERGIA - COBERTURA</b>			
<b>CONCEPTO</b>	<b>Unidad</b>	<b>1993</b>	<b>2001</b>
Coefficiente de electrificación nacional	%	58,5	75
Producción de energía eléctrica a nivel nacional	GWh	15,842	20,050
Producción per cápita de energía eléctrica	KWh/hab	501	776
Evolución de la Potencia Instalada	MW	4,379	6,046
Número de Clientes	miles	2,310	3,336
Costo de conexión eléctrica	US\$	250	124
Consumo de Energía per cápita	KWh	404,4	676

Elaborado por ADEPSEP  
Fuente: MEM, Osinerg, CTE

<b>SECTOR DE ENERGIA – CALIDAD</b>			
<b>CONCEPTO</b>	<b>Unidad</b>	<b>1993</b>	<b>2001</b>
Pérdidas de Energía	%	21,8	10,4
Tiempo de interrupción promedio	h/mes	72	menos de 1/2
Tiempo promedio de atención de emergencias	h/mes	27	1
Tiempo promedio de reparación de fallas	días	7	1
Fallas reparadas en menos de 24 horas	%	60%	100%
Postes de alumbrado público	miles	154	539
Km de redes	miles	24,37	36,17
Tiempo promedio de instalación de un medidor	días	45	1

Elaborado por ADEPSEP  
Fuente: MEM, Osinerg, CTE

Sin embargo, el entusiasmo de las inversiones privadas de los noventa fue aminorando debido al comportamiento oportunista del gobierno, conforme lo señala Santiviáñez (2001), quien identifica algunos casos que introdujeron cierto riesgo regulatorio que explica el retraimiento de las inversiones, tales como:

- a) La eliminación de los pagos garantizados por disponibilidad en el caso de unidades termoeléctricas de punta, mediante el Decreto Supremo N° 004-99-EM del 20 de marzo de 1999, que modificó las reglas de juego luego de que muchos inversionistas habían invertido en centrales de generación térmica y que se completara la privatización de los principales activos de generación termoeléctrica del Estado (Etevensa, Egenor y Eepsa).

- b) El ente regulador (la Comisión de Tarifas de Energía, CTE) fijó en el año 1996 una tarifa en barra tendenciosamente baja al introducir en el cálculo de la tarifa la disponibilidad del gas natural de Camisea para centrales de generación a partir del año 2000. Además, la empresa estatal Electro Andes suscribió contratos con clientes libres en 1997 a precios bajos para justificar que la tarifa en barra fijada por la CTE no sobrepase el límite del 10% de los precios del mercado libre.
  
- c) El gobierno era renuente a otorgar concesiones para centrales hidroeléctricas, tales como el Platanal, Huanza y Cheves, con el fin de promover más bien la inversión en centrales térmicas a gas natural que promovieran el desarrollo del mercado de gas natural de Camisea. Tan es así que mediante la Ley N° 27239 del 22 de diciembre de 1999 se otorgaba discrecionalidad al Ministerio de Energía y Minas para que otorgue nuevas concesiones de generación según las necesidades del “desarrollo nacional” (aunque dicha disposición luego fue derogada por la Ley N° 27435 del 16 de marzo del 2001).
  
- d) A partir de 1996 se suspendieron las privatizaciones de empresas estatales de generación eléctrica, tales como Egesur, Egasa y Egemsa, pese a que los inversionistas ya habían incurrido en gastos con relación al proceso del *due diligence*.

Conforme se ha podido apreciar, Santiváñez (2001) establece que el aumento del riesgo en el mercado de generación se debió al comportamiento oportunista del gobierno, al manipular el mecanismo regulatorio con el fin de garantizar precios bajos para los consumidores en detrimento de las empresas de generación; lo cual podría explicar el retraimiento de las inversiones en nuevas centrales de generación, afectando de esta manera el aseguramiento del suministro eléctrico en el mediano y largo plazo.

Sin embargo, autores como García (2006), sin negar el comportamiento oportunista del gobierno, establece que el riesgo en el mercado de generación se debe más que todo al propio diseño del mercado peruano, que no brinda la flexibilidad necesaria para ofrecer soluciones a los *shock* de oferta y a la elevación significativa de los precios de la energía por motivos poco esperados; por ejemplo, en los casos de períodos de sequía aguda con impacto en la elevación de los precios spot de energía.

Asimismo, García (2006) sostiene que esta poca flexibilidad del mecanismo regulatorio peruano también se manifiesta en la rigidez que existe en el cálculo de la tarifa en barra, que no permite incorporar las variaciones que afectan a la proyecciones de demanda y oferta, dando como resultado un desencuentro entre la tarifa en barra y el promedio de los precios spot de la energía, en perjuicio de las empresas de generación, conforme quedó en evidencia en la crisis del 2004 que pasaremos a abordar brevemente a continuación.

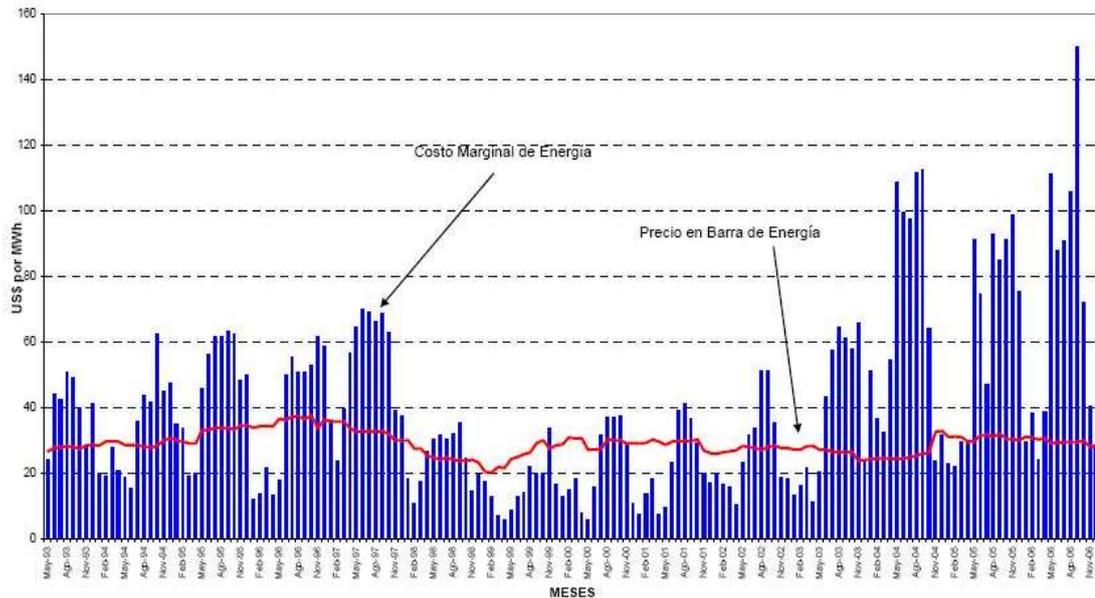
#### **2.2.5. El problema de la tarifa en barra y falta de inversión en generación**

Siguiendo lo señalado por García (2008), en los años 1998, 2003 y 2004 las empresas de distribución presentaban problemas para renovar sus contratos con las empresas de generación para que estas les suministraran energía a la tarifa en barra fijada por el regulador.

Ello se debía a que la tarifa en barra fijada por el regulador no reflejaba el promedio de los precios *spot* de la energía; por ejemplo, el promedio de la energía (US\$ por MWh) en el periodo de 1996 al 2006 era de: a) 28.9 para la tarifa en barra, y b) 40.0 para el precio *spot* o costo marginal (García, 2008).

Por lo tanto, las empresas de generación no tenían incentivos para contratar con las empresas distribuidoras a tarifa en barra; por el contrario, preferían ofertar su energía en el mercado *spot*, más aún cuando este precio

*spot* presentaba gran volatilidad y estaba siempre sobre la tarifa en barra, conforme se puede apreciar del siguiente gráfico: (García, 2008, p. 84)



Fuente: COES y OSINERGMIN

**Figura 7. Evolución de precio “spot” y del precio en barra (abril 1993 – diciembre 2006)**

Fuente: García (2008)

Esta falta de cobertura contractual para el retiro de energía generó dos problemas. El primero era que exponía a las concesionarias de distribución a una causal de caducidad de sus concesiones, ya que el literal b) del artículo 34° de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, disponía que las concesionarias de distribución estaban obligadas a tener contratos con las empresas de generación con el fin de que aseguren por 24 meses sus requerimientos de energía y potencia; y el literal f) del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas disponía la caducidad de las concesiones en caso no se cumpliera con dicha obligación.

El segundo problema que ocasionaba esta falta de cobertura contractual era que el operador del sistema (el COES) no se encontraba facultado para disponer el retiro de energía sin respaldo contractual, asimismo, en el supuesto caso de darse el retiro de energía sin respaldo contractual se caía en

un vacío jurídico acerca de quién asumiría el costo de dicha energía retirada sin respaldo contractual.

El primer problema sobre la caducidad de las concesiones de distribución se solucionó mediante la Ley N° 28447 del 30 de diciembre de 2004 que suspendió dicha causal de caducidad hasta el 31 de diciembre de 2004. No obstante ello, y siendo que para dicha época todavía subsistía el problema de falta de cobertura contractual para los retiros de energía, mediante Ley N° 29179, Ley que establece Mecanismos para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado, del 3 de enero de 2008, se prorrogó nuevamente la suspensión de la causal de caducidad hasta el 31 de diciembre de 2008.

El segundo problema referido al retiro de energía sin respaldo contractual se solucionó mediante varios dispositivos normativos que asignaba el costo de dicha energía retirada sin respaldo contractual a las empresas de generación y a los usuarios (en ciertos supuestos). Así, mediante Decreto de Urgencia N° 007-2004 del 20 de julio de 2004 se dispuso que los retiros de energía sin respaldo contractual que efectuaran las empresas distribuidoras entre julio a diciembre de 2004 para satisfacer la demanda del servicio público de electricidad fueran asumidos por las empresas estatales en proporción a su potencia firme, las cuales cobrarían la energía retirada por las empresas distribuidoras a tarifa en barra.

Pese a la solución propuesta por el Decreto de Urgencia N° 007-2004 y a los acuerdos entre las empresas generadoras y distribuidoras de suscribir y renovar contratos para el suministro de energía, nuevamente en el año 2006 se presentó el problema de retiros de energía sin respaldo contractual, por lo que se generó otra vez el problema del rompimiento de la cadena de pago, siendo dicho problema solucionado mediante el Decreto de Urgencia N° 035-2006 del 16 de diciembre de 2006, en el que tanto las empresas de generación

públicas como las privadas asumían los retiros de energía sin respaldo contractual a costo de la tarifa en barra fijada por el regulador.

En similar sentido, la Ley N° 29179 del 3 de enero de 2008 estableció que los costos de la energía retirada sin respaldo contractual serían asumidos por las empresas de generación en proporción a su potencia firme. Semejante solución, pero con variaciones, se adoptó mediante el Decreto de Urgencia N° 049-2008 del 18 de diciembre de 2008, en el que los costos de la energía retirada sin respaldo contractual se asignaría tanto a las empresas generadoras (valorizada a tarifa en barra), como a los consumidores (por los costos adicionales con respecto a la tarifa en barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros) mediante un cargo adicional incorporado en el peaje por conexión al sistema principal de transmisión.

## **2.2.6. El mecanismo de licitaciones de energía**

### **A. El Libro Blanco y la Ley N° 28447**

La crisis del año 2004 evidenció vacíos en el diseño del mercado eléctrico peruano, conforme se detalló en el punto precedente. Entre los problemas evidenciados se puede mencionar:

- a) El mecanismo utilizado por el ente regulador para fijar la tarifa en barra (precio de la energía para el servicio público de electricidad) introducía riesgos para las empresas de generación que desincentivaba la contratación de éstas con las empresas distribuidoras. Por ello se necesitaba encontrar mecanismos para que el precio de la energía sea fijada mediante mecanismos de mercado, limitando el riesgo regulatorio.
- b) No existía un mecanismo para afrontar los *shocks* de la oferta en un mercado demasiado sensible a las condiciones hidrológicas.

- c) La Ley de Concesiones Eléctricas no preveía el retiro de energía sin respaldo contractual por parte de las empresas distribuidoras.
- d) Se necesitaba mecanismos para incentivar la inversión en infraestructura de transmisión y generación de electricidad, con el fin de asegurar la continuidad del suministro en el mediano y largo plazo.
- e) Se requería dotar al operador del sistema y del mercado (el COES) de mayor autonomía, o evitar que éste actuara de manera parcializada.

En tal sentido, la primera disposición final de la Ley N° 28447 dispuso que el Ministerio de Energía y Minas y Osinerg conformen una comisión con el fin de elaborar un proyecto de ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica mediante: i) incorporación de mecanismos de mercado; ii) mecanismos de mitigación de riesgos a través de precios firmes; iii) desarrollo de nuevas inversiones en generación; iv) competencia por el mercado, y v) criterios para el tratamiento de las conexiones internacionales.

Como consecuencia de ello, dicha comisión elaboró el Libro Blanco (agosto de 2005) en el que se diagnosticó la problemática del diseño del mercado eléctrico peruano y se propuso el proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, el cual sería luego aprobado mediante la Ley N° 28832 del 23 de julio de 2006.

La Ley N° 28832 reformuló varios aspectos del marco normativo eléctrico, entre los que se destaca:

- a) Introdujo el sistema de licitaciones para el abastecimiento de energía, con el fin de que el precio de la energía se diera a través de mecanismos de mercado, limitando el riesgo regulatorio y permitiendo que el sistema de precios brinde mejor información sobre la escasez del producto entre los agentes del mercado.

- b) Reformuló la composición del operador del sistema y del mercado, es decir, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual garantizaría la imparcialidad de sus decisiones.
  
- c) Se replanteó el marco legal de la transmisión eléctrica, dotando al Estado de un rol mejor definido y más activo en la planificación de las nuevas inversiones en dichas infraestructuras.
  
- d) Formuló un mecanismo de compensación para los sistemas aislados (subsidiados cruzados), con el fin de que el beneficio obtenido por los usuarios del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) por la entrada de nuevas centrales de generación con gas proveniente de Camisea sea redistribuido a los usuarios de los sistemas aislados.

Se permitió la participación de las empresas de generación, distribución y clientes libres en el mercado de corto plazo para que la demanda sea más sensible a la volatilidad de los precios *spot*.

## **B. Las licitaciones de energía**

La comisión creada por la Ley N° 28447, que tuvo por objetivo elaborar un proyecto de ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el mercado peruano, buscó introducir un mecanismo de competencia por el mercado, antes que un mecanismo en el mercado, dado el reducido tamaño del mercado de generación eléctrica peruano.

En tal sentido, se propuso el mecanismo de licitaciones de energía, que fue incorporado por la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica del 23 de julio de 2006. Dicho mecanismo fue reglamentado mediante el Decreto Supremo N° 052-2007-EM, que aprobó el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad (modificado mediante Decreto Supremo N° 020-2009-EM, Decreto Supremo N° 058-2009-EM, Decreto Supremo 090-2009-EM y Decreto Supremo 01-

2010-EM); concordado con la Resolución de Consejo Directivo N° 688-2008-OS/CD, que aprobó el Procedimiento para Licitaciones de Largo Plazo de Suministros en el Marco de la Ley N° 28832. Podemos distinguir distintos tipos de Licitaciones de Energía: (1) las Licitaciones de Largo Plazo y (2) las Licitaciones de Corto Plazo.

### **B.1. Licitaciones de largo plazo**

Este mecanismo de licitaciones busca (principalmente) que las empresas de distribución puedan conseguir contratos de suministro de largo plazo (a estas las llamaremos Licitaciones de Largo Plazo) lo cual fomentaría nuevas inversiones en infraestructura de generación eléctrica. En tal sentido, para el caso de nuevas centrales de generación, el operador del sistema (COES) acreditará una potencia firme del proyecto para que dicho inversionista pueda participar en las licitaciones, de esta manera, los inversionistas tendrán la posibilidad de engarzar sus proyectos con mecanismos de financiamiento (por ejemplo, un *project finance*) en el supuesto que ganen licitaciones y tengan comprometida su producción futura de energía, es decir, que tengan garantizado un flujo de caja futuro.

Para promover la convocatoria anticipada de las licitaciones el Reglamento Licitaciones de Suministro de Electricidad establece un incentivo para la Licitación anticipada, dispone en el Artículo 10° que el licitante que convoque con una anticipación mayor a tres años podrá incorporar a los precios de energía a sus Usuarios Regulados un Cargo Adicional (CA) a los precios obtenidos en la Licitación.

Pese al éxito que pudieran tener las Licitaciones de Largo Plazo, autores como Barquín, Vázquez y Soler (2007) sostienen que si bien este mecanismo de licitaciones garantiza atraer nuevas inversiones para generación, “cercena por completo cualquier iniciativa inversora al margen del mero mecanismo licitativo” (p. 104).

## **B.2. Licitaciones de corto plazo**

Por otro lado, en el marco de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, también se comprende un segundo tipo de licitaciones: las Licitaciones de Corto Plazo. Estas están comprendidas en dos normativas: (1) la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley 28832; y (2) la Resolución de Consejo Directivo del Osinergmin N° 042-2011-OS/CD que establece el Procedimiento de las Licitaciones para el Suministro, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional durante el período 2011 al 2013.

Las Licitaciones de Corto Plazo que se realizaron de acuerdo a la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley 28832 podían ser convocadas dentro de los primeros 3 años de vigencia de la Ley y con una anticipación menor a los 3 años establecidos en el numeral 5.1 del Artículo 5° de la referida norma, así mismo, la vigencia de los contratos no podía ser mayor a los 5 años. Estas Licitaciones se establecieron con la finalidad de asegurarse de cubrir la totalidad de la demanda no contratada destinada a los usuarios regulados.

Por otro lado, las Licitaciones de Corto Plazo comprendidas en la Resolución de Consejo Directivo del Osinergmin N° 042-2011-OS/CD. En este caso la demanda requerida podía ser de hasta el 100% de la demanda total correspondiente a los usuarios regulados. Los procesos de licitación debían iniciarse como mínimo con un plazo de anticipación de 2 meses, y la finalización del plazo contractual no debería ser posterior al mes de diciembre del año 2013.

Como puede apreciarse, las Licitaciones de Corto Plazo se establecen con la finalidad de poder cubrir la demanda de las empresas distribuidoras destinada a los usuarios regulados por un periodo reducido de tiempo, para así evitar que vuelvan a producirse retiros sin respaldo contractual. Inicialmente se consideró que era suficiente con que las Licitaciones de Corto

Plazo pudieran convocarse en los primeros tres años de entrada del mecanismo de Licitaciones, esperando que las Licitaciones de Largo Plazo pudieran (en este lapso) ser capaces de cubrir la totalidad de la demanda por si solas. Sin embargo, luego de que en el 2010 se venciera el plazo de tres años, se vuelve a establecer el mecanismo de Licitaciones de Corto Plazo, pero esta vez solo podían tener vigencia desde el 2011 hasta diciembre del 2013.

En las licitaciones en general, el regulador debe fijar un precio tope sobre el cual no podrá admitirse las ofertas realizadas por los generadores, con el fin de que las empresas generadoras no abusen de su poder de mercado, ya que el sector de generación es sumamente concentrado y se presta a conductas estratégicas oligopólicas.

Por otro lado, es pertinente indicar que además del mecanismo de licitaciones, las empresas de distribución también podrán asegurar su abastecimiento mediante contratos bilaterales, cuyos precios no podrán ser superiores a la tarifa en barra que fije el regulador, es decir, las empresas de distribución pueden abastecerse de energía a través de: a) contratos bilaterales, cuyo precio no podrá ser superior a la tarifa en barra fijada por el regulador y b) licitaciones de energía. Excepcionalmente, para casos de emergencia, podría permitirse las compras de energía en el mercado *spot* (previsto para solucionar desbalances), conforme se ha visto en el año 2004.

La Tarifa en Barra, a la que ahora se denomina Precio en Barra, sigue siendo calculada por Osinergmin, pero no podrá diferir en más del 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. La energía contratada por las distribuidoras mediante contratos bilaterales (cuyo precio no puede exceder al precio en barra) no puede superar el 30% de la demanda de los usuarios regulados.

### **C. Procedimiento de licitaciones de energía**

Mediante Decreto Supremo N° 052-2007-EM se aprobó el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad, el cual establece el procedimiento que se deberá seguir en estas licitaciones.

El procedimiento se inicia a solicitud de una empresa de Distribución a quien se denominará Conductor del Proceso, el cual comunica su intención a Osinergmin y el Ministerio de Energía y Minas (Minem), y lo publica en su portal de internet. Los demás distribuidores que deseen unirse al proceso lo comunican al Conductor del Proceso y Osinergmin, luego de lo cual se elaboran las Bases Ajustadas.

Osinergmin aprueba las Bases mediante Resolución, la cual deberá ser publicada, si este no se pronuncia dentro del plazo establecido se considerarán aprobadas.

Una vez aprobadas las Bases se publicará la convocatoria de licitación en: i) un diario de circulación por lo menos, ii) los portales de internet de los licitantes y iii) un medio especializado internacional en caso de que el plazo contractual sea mayor a 5 años.

La presentación de ofertas y otorgamiento de la Buena Pro se realizan mediante un único acto público, para ello se conforma un Comité de Adjudicación y debe participar un Notario Público. Los ofertantes pueden presentar más de una propuesta. Osinergmin establece un Precio Máximo, que solo se dará a conocer en el caso de que el proceso se declare parcial o totalmente desierto o alguno de las ofertas lo supere.

Una vez evaluada las ofertas se otorga la Buena Pro, para lo cual se elabora un Acta que debe ser firmada por todos los miembros del Comité de Adjudicación, Osinergmin, el Notario Público y los representantes de los postores que así lo deseen. Se remite copia del Acta al Osinergmin y a la

Dirección General de Electricidad del Minem. Las distribuidoras licitantes y las generadoras firman los contratos resultantes en el plazo establecido por las Bases, debiendo remitir una copia a Osinergmin.

En el caso que no se cubra el 100% de la demanda requerida el proceso será declarado total o parcialmente desierto, debiendo dejarse constancia en el Acta, y realizarse por lo menos una convocatoria más. En dicho caso los Distribuidores deberán presentar a Osinergmin las nuevas bases debiendo este emitir la Resolución de aprobación correspondiente.

Tabla 3. Flujograma del procedimiento de licitaciones de energía

FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO DE LICITACIONES DE ENERGÍA					
Conductor del proceso (Distribuidor)	Otros distribuidores	Osinerghmin	Ministerio de Energía y Minas (Minem)	Generadoras	Notario Público
* Comunica al Osinerghmin y Minem su intención de iniciar Licitación. * Publica en su portal de internet y al menos un diario de circulación nacional.	Comunican su interés de participar al conductor del proceso y Osinerghmin (plazo no mayor a los 15 días de publicado).	Recibe comunicación.	Recibe comunicación		
Presenta Osinerghmin Bases Ajustadas (15 días desde la publicación).		*Aprueba las Bases (plazo máximo 30 días, se prorrogan por 15 días si existen observaciones no levantadas a satisfacción) * Si no se pronuncia se consideran aprobadas. * <b>Emite Resolución aprobatoria, se publica.</b>			
Publica Convocatoria de Licitación en: * Un diario de circulación nacional, como mínimo. *Portales de internet de los licitantes. *Medio especializado internacional (plazo contractual mayor a 5 años).					
Acto Público: * Conformar Comité de Adjudicación. *Evaluación de la oferta y otorgamiento de la buena pro.		Establece un <b>Precio Máximo</b> , sólo se da a conocer si el proceso se declara desierto o alguna oferta lo exceda.		Participa en el Acto Público.	Presentan sus ofertas, cada postor puede presentar más de una.
Comité de Adjudicación elabora y firma el Acta de otorgamiento de la Buena Pro.		Firma el Acta de otorgamiento de la Buena Pro. Recibe una copia del Acta dentro de los 3 días siguientes.	La Dirección General de Electricidad recibe una copia del Acta de otorgamiento de la	Firma el Acta de otorgamiento de la Buena Pro.	Los postores que lo deseen firman el Acta de otorgamiento de la Buena Pro.
Firman los contratos (plazo de 3 días para remitir copias a Osinerghmin).	Firman los contratos (plazo de 3 días para remitir copias a Osinerghmin).				Los ganadores firman los contratos.
<b>En caso el proceso sea declarado total o parcialmente desierto se dejará constancia en el Acta.</b>					
Nueva convocatoria (dentro de los 30 días posteriores a ser declarado desierto).					
Presentan nuevas bases a Osinerghmin (dentro de los 10 días siguientes).		Aprueba las Bases mediante Resolución (dentro de los 7 días posteriores, si no se pronuncia se tienen por aprobadas).			

Elaboración Propia

## **2.2.7. La promoción de la inversión en centrales hidroeléctricas**

### **A. Antecedentes**

En 1996 el Estado firma un contrato de licencia con el consorcio Shell-Mobil<sup>4</sup> para la explotación de los lotes que comprenden el yacimiento de gas y condensado de Camisea. Sin embargo, este acuerdo se rompe en 1998 cuando dicho consorcio decide no seguir adelante con el proyecto (Nicolini: 2001: 161).

Pese a ello, el Estado peruano aún mantenía el interés en que el proyecto Camisea sea sostenible, por lo que ahonda esfuerzos para procurar una demanda para el gas natural y así hacer viable dicho proyecto. Para ello, inicia una serie de negociaciones con las empresas industriales a fin de que estas se comprometan a consumir el gas natural a precios preferenciales; de esta manera, las empresas obtenían ventajas en precios frente a cualquier otro consumidor que firmara contratos posteriores, y el gobierno conseguía asegurar una demanda de gas natural que hacía viable la construcción del gasoducto desde Camisea (Cusco) hasta Lima.

La construcción del gasoducto de Camisea implicó el inicio de una nueva etapa en el desarrollo de la generación eléctrica en el Perú, puesto que permitiría la entrada de nuevas centrales de generación que utilizaran el gas natural transportado por el gasoducto, lo cual se traduciría en la diversificación del parque generador, puesto que según estadísticas del COES (2017) en el año 2000 el 93.01% de la energía eléctrica consumida por el mercado era producida por centrales hidroeléctricas.

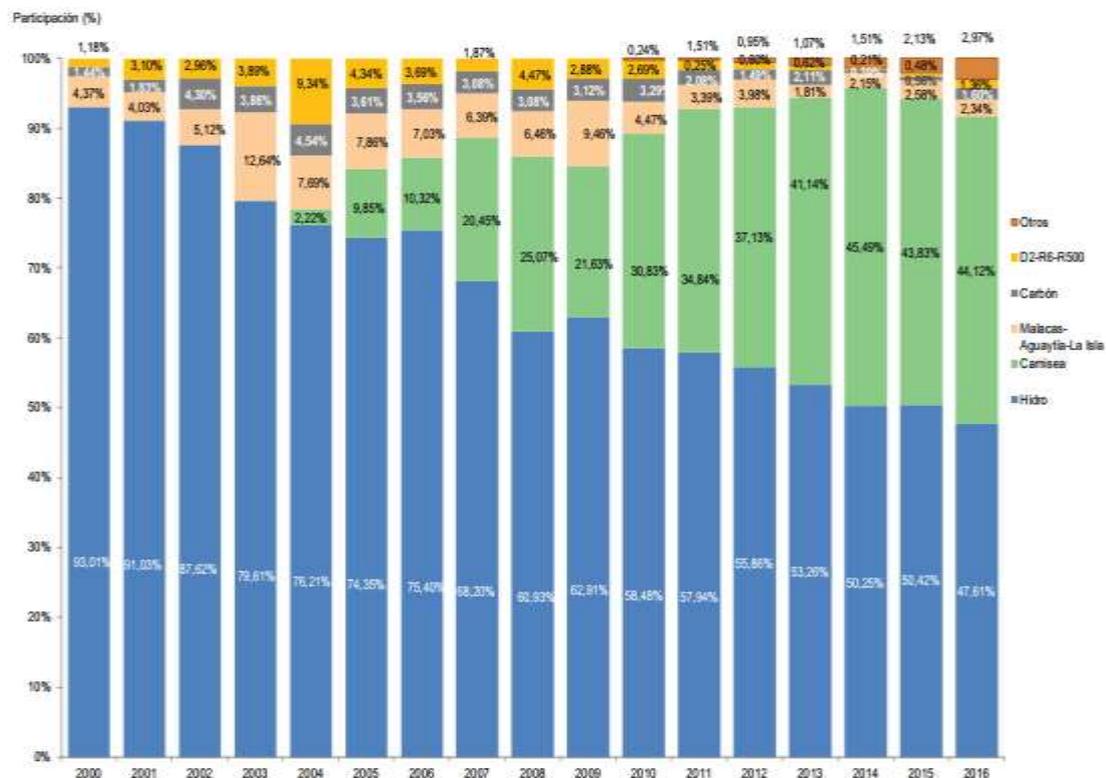
Una vez construido el gasoducto de Camisea, se dio inicio a las inversiones en generación termoeléctrica a gas natural. Cabe destacar que los costos de inversión en centrales térmicas a ciclo simple y ciclo combinado son mucho menores que en las centrales hidroeléctricas, debido a que no

---

<sup>4</sup> El contrato de licencia lo celebran PERUPETRO y las empresas SHELL PROSPECTING AND DEVELOPMENT (PERU) B.V. y MOBIL EXPLORATION AND PRODUCING PERU TNC.

necesitan las grandes infraestructuras (obras civiles) que las hidroeléctricas requieren, lo que conlleva a que las centrales térmicas puedan iniciar su operación en un tiempo menor. Además, al utilizar como materia prima el gas natural de Camisea, los costos de combustible son más bajos que los que utilizan las centrales termoeléctricas preexistentes (carbón o diésel), lo que las hace más eficientes y les da preferencia en el orden de despacho del COES.

Es así que, según cifras del COES (2017), al año 2004 las nuevas centrales de generación que utilizaban el gas natural de Camisea producían el 2.22% de la energía eléctrica consumida por la demanda, mientras que para el 2010 producían el 30.83% de la energía eléctrica consumida en el SEIN. Por otro lado, las centrales hidroeléctricas que producían el 93.01% de la energía eléctrica consumida por el sistema al año 2000, pasaron a producir el 76.21% de la energía eléctrica consumida al año 2004 y el 54.48% del total de la energía eléctrica consumida al año 2010:



**Figura 8. Evolución de la participación de la utilización de los recursos energéticos en la producción de energía eléctrica**

Fuente: COES SINAC (2017)

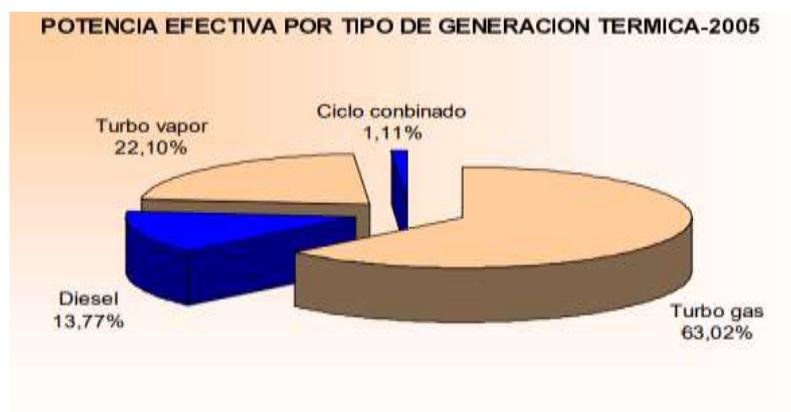
Por otra parte, la Potencia Efectiva del SEIN también sufrió grandes cambios, según cifras del COES SINAC (2006), al año 2005 del total de la potencia efectiva 2,784.58 MW (62.28 %) correspondía a las centrales de generación hidráulica, mientras que 1,686.16 MW (37.72%) correspondían a centrales térmicas:

**Tabla 4. Potencia efectiva por tipo de generación - 2005**

POTENCIA EFECTIVA-TIPO DE GENERACION - 2005		
Generación	Pot. Efect. (MW)	(%)
Hidráulico	2 784,58	62,28
Térmico	1 686,16	37,72
<b>Total</b>	<b>4 470,74</b>	<b>100,00</b>

Fuente: COES SINAC (2006)

De estos 1,686.16 MW de la potencia efectiva que correspondían a las centrales térmicas, el 63.02% eran centrales que utilizaban el gas natural, mientras que el 36.98% restante correspondía a otras tecnologías, COES SINAC (2006):



**Figura 9. Potencia efectiva por tipo de generación térmica – 2005**

Fuente: COES SINAC (2006)

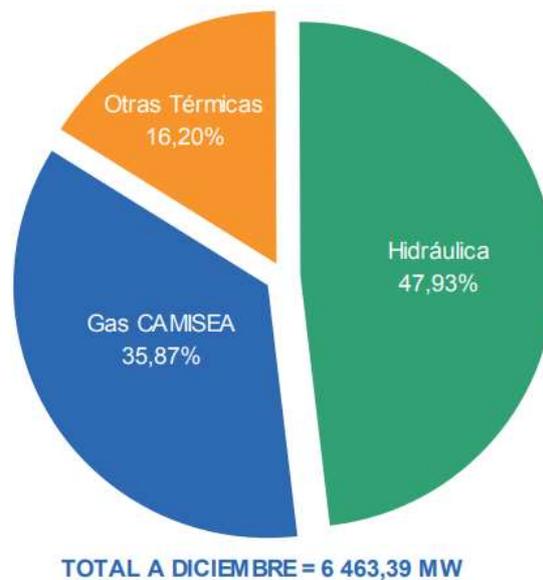
Resulta evidente que, desde el momento en que se puso en operación el gasoducto de Camisea, las centrales de generación que utilizaban el gas natural de Camisea proliferaron considerablemente, tan es así que para el año 2010 la potencia efectiva que utilizaba el gas natural de Camisea había

aumentado al 35.87%, mientras que la potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas representaba ahora el 47.93% (COES SINAC, 2011):

**Tabla 5. Potencia efectiva - tipo de tecnología al 2010**

GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	(%)
HIDRÁULICA	3 098,19	47,93
GAS CAMISEA	2 318,41	35,87
OTRAS TÉRMICAS	1 046,80	16,20
<b>TOTAL</b>	<b>6 463,39</b>	<b>100%</b>

Fuente: COES SINA (2011)



**Figura 10. Potencia efectiva – tipo de generación a 2010**

Fuente: COES SINAC (2011)

No obstante, no es posible atribuir el gran acercamiento sufrido entre las potencias efectivas de las centrales hidráulicas y las centrales que utilizan el gas de Camisea únicamente a la creciente inversión en estas nuevas centrales térmicas, sino también al enfriamiento de las inversiones en generación hidroeléctrica.

Como se puede observar, mientras, por un lado, la generación térmica tenía una potencia efectiva de 1,686.16 MW al 2005, se incrementó a 3,365.21 MW al 2010, habiendo así crecido 1,679.05 MW en gran medida gracias a Camisea; por otro lado, la generación hidroeléctrica no sufrió un cambio considerable. Tan es así que, al año 2004 la potencia efectiva de las hidroeléctricas era de 2,784.58 MW, mientras que al 2010 pasó a ser de 3,098.19 MW, es decir, solo creció 313.61 MW en esos cinco años, este crecimiento no representa ni la quinta parte de lo que creció la generación termoeléctrica.

Este escaso crecimiento de la capacidad instalada hidroeléctrica, sumado a una situación crítica que se hizo presente en los años 2008 y 2009 debido al congestionamiento del gasoducto de Camisea a causa de la concentración de centrales de generación térmicas en Chilca (Lima), obligó al Estado a importar energía del extranjero (Ecuador) (Luyo, 2012), hizo evidente que se necesitaba emprender acciones inmediatas, por lo que llevó al Estado a decidir intervenir una vez más en el mercado eléctrico.

## **B. La intervención de ProInversión**

El Ministerio de Energía y Minas en su afán de propiciar la inversión en centrales de generación hidroeléctrica encarga a ProInversión, mediante Oficio N° 030-2010-MEM/DM del 05 de Abril del 2010, que convoque y conduzca una licitación de suministro de electricidad por una potencia estimada de hasta 500 MW, demanda que debía ser cubierta por nuevas centrales hidroeléctricas.

El encargo hecho por el ente rector a ProInversión se justificó principalmente en: 1) el alto crecimiento que estaba sufriendo la demanda de energía, mientras que 2) el crecimiento de la oferta de generación se debía en su mayoría a las centrales termoeléctricas, por lo cual 3) resultaba conveniente la diversificación de la matriz energética (ProInversión, 2010).

A raíz del encargo del Minem, el Comité de ProInversión en Proyectos de Telecomunicaciones, Energía e Hidrocarburos – Pro Conectividad, elabora el “Plan de Promoción de la Inversión Privada - Proyecto: Energía de Centrales Hidroeléctricas” de fecha 15 de abril del 2010.

El referido Plan de Promoción señalaba que se convocaría a las distribuidoras para establecer sus volúmenes de compra requeridos, los mismos que deberían ser cubiertos por nuevas centrales de generación hidroeléctrica, para ello el Plan de Promoción proponía la realización de subastas para que se pueda realizar la asignación de volúmenes de compra. El proceso culminaría con la suscripción de contratos de suministro entre las distribuidoras participantes y las generadoras que resultaran ganadoras del proceso licitatorio. Cabe indicar que esta subasta de suministro venía acompañado de una concesión bajo la modalidad de Concurso de Proyectos Integrales.

Dicho encargo necesitaba un respaldo legal, el cual se obtiene con la emisión del Decreto de Urgencia N° 032-2010, publicado el 29 de abril del 2010. Es así que, en el artículo 4 se establece que el Ministerio de Energía y Minas podrá conducir o encargar a ProInversión la conducción de licitaciones para el suministro de energía a los Usuarios regulados en el marco de la Ley 28832, es decir, se faculta al Minem para que encargue a ProInversión la conducción de “Licitaciones de Energía”. Además, en el mismo artículo se establece que las distribuidoras debían incorporarse a dichos procesos.

En virtud a lo dispuesto por el D.U. N° 032-2010 se realiza la primera modificación del Plan de Promoción de la Inversión Privada – Proyecto: Energía de Centrales Hidroeléctricas, con fecha 10 de junio del 2010. Con la nueva modificación se agrega que: 1) las distribuidoras deberán incorporarse al proceso de licitación observando lo establecido por la Ley 28832; 2) el proceso culminará con la firma de dos contratos, un contrato de compromiso

de inversión entre el Inversor y el Estado, y el contrato de suministro ya establecido; y 3) se fija el plazo de los contratos de suministros en 15 años.

Posteriormente se dictan las disposiciones reglamentarias del D.U. N° 032-2010 mediante Decreto Supremo N° 003-2011-EM, publicado el 19 de febrero del 2011. Este establece que las licitaciones que conduciría ProInversión se debían regir, entre otras, por las siguientes reglas: 1) ProInversión aplicaría las normas que regulan su función de promoción de la inversión privada; 2) la potencia y energía adjudicadas en dichas licitaciones podían ser adquiridas por un “comercializador” designado en las bases, el cual podía transferirlo a las distribuidoras incorporadas o designadas en las bases, es decir, se crea la figura del comercializador no existente en el mercado eléctrico peruano hasta este momento; 3) el comercializador podrá agregar un margen de comercialización no mayor al 1% del precio firme a su beneficio; y 4) las distribuidoras que son Empresa del Estado podrían ser incorporadas con aprobación del Fonafe, mientras que las empresas privadas debían dar su consentimiento.

Debido a esto, se modifica por segunda vez el Plan de Promoción de la Inversión Privada – Proyecto: Energía de Centrales Hidroeléctricas, con fecha 1 de marzo del 2011. Es así que, se incluyen las reglas incorporadas por el Decreto Supremo y establece que: 1) por encargo del Ministerio de Energía y Minas, ProInversión tendría todas las facultades y asumiría todas las responsabilidades que por disposición de la Ley 28832 le corresponden al ente regulador (Osinergmin) y a las distribuidoras; y 2) designa como comercializador a la Empresa Estatal Electroperú S.A.

Bajo esta normativa se desarrolló la licitación de energía de Centrales Hidroeléctricas del 2011, que culminarían con la suscripción de tres contratos de suministro por un plazo de 15 años. Esta licitación en específico ha sido duramente cuestionada por la Asociación Proconsumidores del Perú que

señala que se han presentado muchas irregularidades en el desarrollo del proceso licitatorio.

### **C. Denuncia de la Asociación Proconsumidores del Perú**

El 7 de noviembre del 2013 la Asociación Proconsumidores del Perú realiza una denuncia a la que denomina “Denuncia de colusión de funcionarios públicos de ProInversión, Fonafe y Ministerio de Energía y Minas que genera un perjuicio de US\$ 1,300 millones de dólares a los más de 2.5 millones de usuarios del servicio público de electricidad del interior del país”, mediante la cual expone supuestas irregularidades que fueron detectadas en el proceso de licitación de energía de Centrales Hidroeléctricas del 2011 llevado a cabo por ProInversión, sustenta su denuncia a través de un Resumen Ejecutivo y un Informe Sustentatorio, que a su vez cuenta con 67 anexos que usan como medios probatorios.

En el Resumen Ejecutivo la asociación señala que ProInversión realizó los procesos de licitación sin considerar quienes serían las empresas generadoras o distribuidoras que requerirán la energía ofrecida por los postes puesto que, en lugar de elaborar los estudios técnicos y las bases del proceso con el debido rigor, se limitaron a obligar a Electroperú (empresa de generación eléctrica estatal) a adquirir la totalidad de la energía licitada a precios no competitivos, sin importarle si esta podría después comercializar dicha energía. Esta imposición se agrava con el hecho de que no estableció un precio tope, sino que asumieron que las empresas que operan en el COES demandaría la energía ofrecida a “cualquier precio”.

Además, señalan que como resultado de las licitaciones Electroperú celebró contratos de suministro con la empresa de Generación Huallaga S.A. por 284 MW, con la Empresa de Generación Eléctrica del Cuzco S.A. por 60 MW y con la empresa Cerro del Águila S.A. por 200 MW, siendo el precio promedio de US\$ 59.90 por MWh, mientras que al 2011 el promedio de precios del mercado de clientes libres era de US\$ 48.80 por MWh y el precio

del mercado de las distribuidoras era de US\$ 50.83 por MWh La asociación sostiene que esta diferencia de precios hacía imposible la tarea de Electroperú de recolocar la energía licitada con las distribuidoras o usuarios libres, conforme lo expresó el Presidente del Directorio de Electroperú S.A. de ese entonces, David Grández Gómez, mediante la carta D-030-2012 del 10 de abril del 2012.

La imposibilidad de Electroperú de recolocar la energía licitada dio lugar a que FONAFE asigne la potencia licitada a 9 distribuidoras estatales: Electronor-oeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Centro, Electrosureste, Seal Arequipa, Electropuno, Electro Ucayali y Electro Oriente (Asociación Proconsumidores del Perú, 2013). Es así que las empresas distribuidoras estatales se vieron obligadas a pagar por la energía adquirida al precio resultante de la licitación por un periodo de 15 años contados del 2016 al 2031, pese a que dichas distribuidoras ya habían contratado energía para sus clientes a través de las licitaciones de energía que celebraron bajo la supervisión de Osinergmin.

La Asociación Proconsumidores del Perú concluye el Resumen Ejecutivo aclarando que el tema de fondo sería la cautela del patrimonio nacional, puesto que esta sobrevaluación de precios no solo perjudicaría a los consumidores finales (usuarios regulados), sino también a la totalidad de la actividad económica del país, puesto que se está imponiendo un sobreprecio a la energía eléctrica.

#### **2.2.8. La crisis económica del siglo XXI y su efecto en el Perú<sup>5</sup>**

En la primera década del siglo XXI se produjo la crisis inmobiliaria en Estados Unidos que terminó afectando también la economía de los países con los que tenía mayor relación económica, los países asiáticos como China y Japón sufrieron grandes pérdidas, así como los países europeos, en

---

<sup>5</sup> Este subcapítulo se ha elaborado en base a los Marcos Macroeconómicos Multianuales elaborados por el Ministerio de Economía y Finanzas entre el periodo 2001-2016.

consecuencia, el Perú que es un país exportador se vio perjudicado debido a que los países que más consumían nuestros productos redujeron su demanda. La reducción de la demanda internacional afectó la producción nacional, y en consecuencia afectó al crecimiento de la demanda de electricidad, puesto que las grandes empresas produjeron menos de lo proyectado.

La crisis inmobiliaria de Estados Unidos (EE.UU)<sup>6</sup> se debió a la gran expansión que sufrió el mercado inmobiliario entre los años 2000 y 2005, esto se debió principalmente a una serie de flexibilizaciones en el sistema financiero que redujeron las tasas de los créditos hipotecarios, las restricciones y los requisitos para poder acceder a estos. En consecuencia, más familias norteamericanas fueron adquiriendo créditos hipotecarios y viviendas. Este incremento en la demanda de inmuebles provocó que las inmobiliarias subieran los precios de los inmuebles y construyeran más viviendas (MEF, 2008).

La alza de precios y la gran cantidad de préstamos dio lugar a un nuevo mercado, inversionistas privados compraban a las entidades financieras los portafolios de créditos hipotecarios, en este sentido surgen Fondos de Cobertura que invertían el dinero de sus miembros en dichos portafolios, pero al no estar regulados invertían riesgosamente.

Es así que, una vez que se produce la inevitable caída de precios de los inmuebles, debido a que los precios de venta eran mucho mayores a los costos reales, los Fondos de Cobertura sufrieron grandes pérdidas puesto que los portafolios tenían un sistema de créditos hipotecarios muy apalancados, que llevó a los inversionistas a perder grandes sumas de dinero.

La caída de precios de los inmuebles ocasionó el incremento de los intereses, ocasionando a su vez el incremento de los costos de prepago y los

---

<sup>6</sup> Los siguientes párrafos, referentes a la crisis inmobiliaria de Estados Unidos se han realizado siguiendo lo indicado por el Ministerio de Economía y Finanzas (2008).

refinanciamientos. Dicho incremento produce un mayor incumplimiento de deudas y crece el número de embargos, lo que se tradujo en grandes pérdidas para las entidades financieras. Dichas pérdidas ocasionan que los bancos impongan restricciones rigurosas para prestar dinero, esta actitud restringe la liquidez de las familias y empresas. En consecuencia, caen las inversiones en Estados Unidos, lo que genera una caída del PBI.

Debido a la interdependencia económica de Estados Unidos con Asia, los países asiáticos resultan afectados por la crisis económica norteamericana, esto genera que todos estos países reduzcan su consumo y las inversiones privadas. En consecuencia, el Perú que es un país exportador, cuyos productos van principalmente a Estados Unidos y Asia se ve seriamente afectado, puesto que se reducen nuestras exportaciones.

Los efectos de esta crisis se hacen evidentes en el Perú recién en el año 2009, el MEF (2009) había proyectado a inicios de dicho año un crecimiento de 3.5%, sin embargo según el Banco Central de Reserva del Perú, en el documento Excel denominado “Producto bruto interno desde 1951 (Variaciones porcentuales reales)”, publicado en su página web<sup>7</sup>, el crecimiento real del PBI en el 2009 fue de 1%, habiendo sido el año anterior de 9.1% (véase la Figura 11).

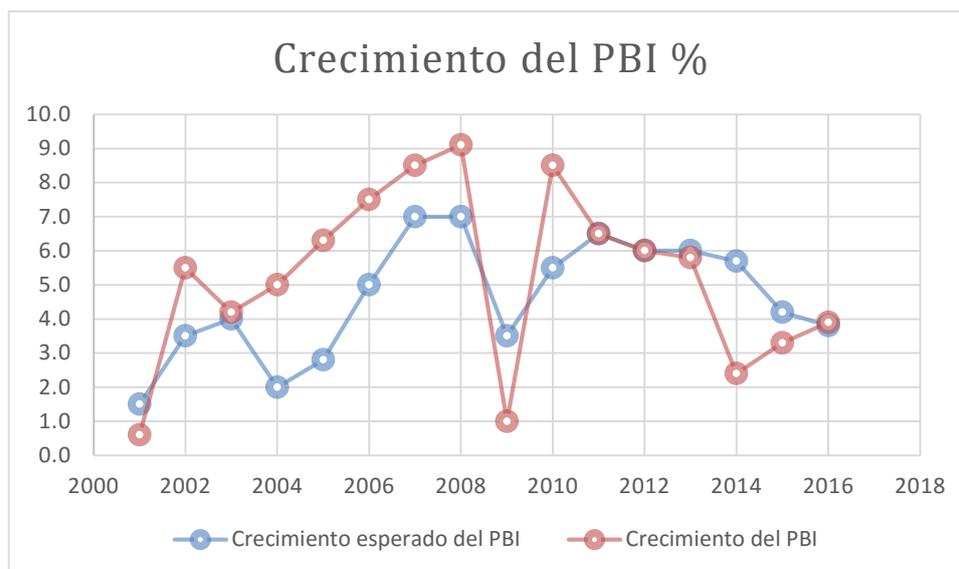
---

<sup>7</sup> <http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-anuales-historicos.html>.

**Tabla 6. Crecimiento porcentual (%) del PBI 2001 – 2016**  
(proyectado a inicio de año)

<b>Año</b>	<b>Crecimiento esperado del PBI</b>	<b>Crecimiento del PBI</b>
2001	1.5	0.6
2002	3.5	5.5
2003	4.0	4.2
2004	2.0	5.0
2005	2.8	6.3
2006	5.0	7.5
2007	7.0	8.5
2008	7.0	9.1
2009	3.5	1.0
2010	5.5	8.5
2011	6.5	6.5
2012	6.0	6.0
2013	6.0	5.8
2014	5.7	2.4
2015	4.2	3.3
2016	3.8	3.9

Fuente: MEF y BCRP. Elaboración propia.



**Figura 11. Crecimiento del PBI % 2001 - 2016**

**Fuente: MEF y BRCP. Elaboración propia.**

Según lo indicado por el MEF (2010) la crisis internacional afecta al Perú básicamente a través de cuatro canales: 1) los precios de *commodities*, la caída de los términos de intercambio entre 2008 y 2009 disminuyó el valor de las exportaciones en 14.7%, mientras que el impuesto a la renta de las empresas mineras cayó un 58%; 2) los volúmenes exportados, que disminuyeron debido a la caída de la demanda internacional; 3) el riesgo país, pasó de ser de 160 puntos en junio de 2008 a 487 puntos en enero del 2009, debido a la mayor aversión al riesgo de los inversionistas; y 4) las expectativas empresariales, la reversión de estas afectó al empleo, la inversión privada y el proceso de recomposición de inventarios, el índice de confianza empresarial disminuyó en este periodo.

En el año 2010, según lo expuesto por el MEF (2011), la economía mundial creció 5% después de haber caído 0.5% en el año 2009, esto se debió en mayor medida al crecimiento de las economías emergentes y en desarrollo. En el caso de las economías avanzadas la recuperación fue lenta, EE.UU. experimentó un crecimiento de 2.8%, la Zona Euro de 1.7% y Japón de 3.9%. Pese a dicho crecimiento, en EE.UU y la Zona Euro persistió el desempleo y déficit fiscal, algunos países de Europa se vieron más afectados, como es el

caso de Portugal, Irlanda, Grecia, España e Italia. Mientras que, Latinoamérica experimentó una fuerte recuperación económica, siendo el principal factor de recuperación el dinamismo de la demanda interna. Específicamente en el caso del Perú el crecimiento del PBI en el año 2010 fue de 8.5% (según el BCRP)

Para el año 2011, en palabras del MEF (2012), se desaceleró el crecimiento de la economía mundial, se expandió la crisis de la deuda soberana en la Zona Euro hacia países grandes como España e Italia. En el caso de los países emergentes, durante el primer semestre optaron por políticas restrictivas a fin de prevenir la inflación; sin embargo, para el segundo semestre se adoptaron políticas expansivas debido al deterioro del panorama internacional. En el caso específico de China se optó por desacelerar la demanda y prevenir la inflación, lo que ocasionó que el PBI creciera 9.2%, menor al crecimiento de año 2010 que fue de 10.4%. Mientras tanto, la economía de Latinoamérica creció en un menor grado que el año anterior. Las cotizaciones de las materias primas fueron altamente volátiles, en mayo, agosto y octubre los precios del cobre y oro se fueron a la baja. Pese a ello el Perú creció 6.5% (según lo señalado por el BCRP), una tasa menor a la del año anterior, pero se mantuvo como una de las economías con mayor crecimiento y menor inflación en la región.

A inicios del año 2012 se esperaba que la economía global se desaceleraría y el crecimiento seguiría siendo liderado por las economías emergentes. En esta etapa, se preveía que “los principales riesgos que enfrenta la economía mundial provienen de tres frentes: intensificación de la crisis fiscal en los países más grandes de la Zona Euro, una desaceleración mayor a la esperada en China y un incremento sustancial del precio del petróleo”. (MEF, 2012, p. 46)

En palabras del MEF (2013) “para el 2013 se ha revisado a la baja las perspectivas de crecimiento de la economía mundial y los precios de los

metales” (p. 3). Ello debido a que la Zona Euro enfrentaba su segundo año de recesión, que resultaría más grave de lo previsto inicialmente. Mientras tanto, el crecimiento en China fue menor al esperado. En el Perú, se esperaba que el dinamismo de la demanda interna compensara los problemas del sector externo.

Al 2014, el MEF (2014) señaló que los precios de las materias primas que el Perú exportaba fueron corregidos a la baja, lo cual afectaría nuestros ingresos; sin embargo, se esperaba que pese a ello la economía peruana creciera 5.7% para dicho año, pero ello no fue así, según el BRCP la economía creció solo 2.4% en el 2014.

La economía mundial se deterioró considerablemente entre 2014 y 2015 debido al estancamiento de la Zona Euro y Japón y el deterioro de las economías emergentes. Pese a ello se preveía un crecimiento de 4.2% para el año 2015. Se detectaron tres escenarios de riesgos: “(i) Deterioro de las expectativas del sector privado; (ii) Reversión repentina de los flujos de capital o *Sudden Stop*; y, (iii) Fenómeno de “El Niño” (FEN) de intensidad fuerte”. (MEF, 2015, p. 9)

El Estado considera que el entorno internacional desfavorable ha afectado nuestra economía debido a una menor demanda externa, a la caída continua de precios de la materia prima, entre otros, pese a ello consideran que el Perú ha iniciado una etapa de recuperación (pese a que el crecimiento del año 2015 no fue el esperado) y se espera que la economía peruana siguiera acelerándose (MEF, 2016). Se consideró que los motores de crecimiento del 2016 serían: una mayor producción minera, gasto en infraestructura y gasto público (debido a grandes megaproyectos). Así, podemos ver en la Figura 11 que el crecimiento del PBI proyectado para el 2016 fue correcto.

Para el año 2017 se pronostica que la demanda externa se verá fortalecida por: “(i) la salida de la recesión de América Latina, (ii) la

consolidación del crecimiento de Estados Unidos (EE. UU.) y la Zona Euro (ZE), y (iii) la aceleración de la actividad económica en el resto del bloque de las economías emergentes”. (MEF, 2017, p. 28)

El Ministerio de Economía y Finanzas (2017) prevé que la futura evolución de la economía peruana se divida en tres fases. La primera fase inicia en el segundo semestre del 2017, se caracterizará por el inicio de la aceleración económica por políticas expansivas (proceso de reconstrucción y Juegos Panamericanos). La segunda fase se dará en el 2018, se prevé: la recuperación de la inversión privada, los altos precios de metales, el avance de importantes proyectos de infraestructuras y la promoción de la inversión minera. La tercera fase se dará del 2019 al 2021, en esta se prevé la consolidación de la inversión privada liderada por una mayor inversión en infraestructura, en el sector minero y en el sector de hidrocarburos.

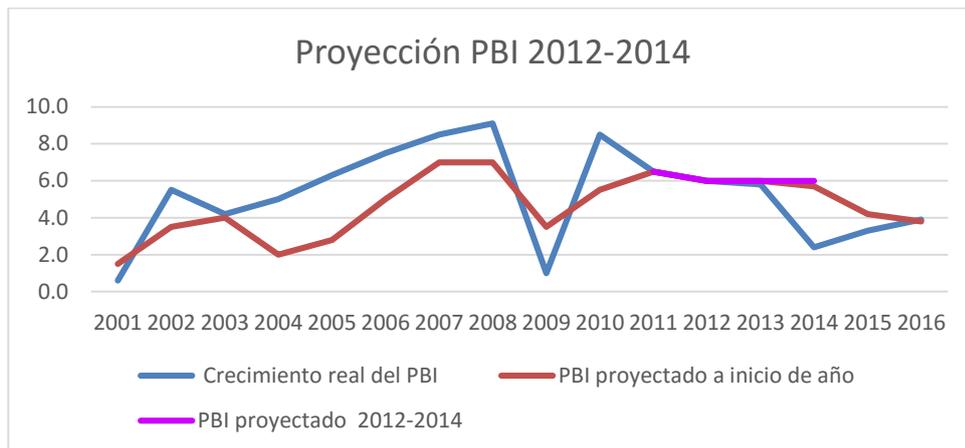
Por otro lado, cabe mencionar que en un Informe Macroeconómico Multianual el MEF proyecta el crecimiento porcentual del PBI para el año en que se emite y el crecimiento para los tres años siguientes, como puede verse en la Tabla 7:

**Tabla 7: Crecimiento porcentual (%) del PBI 2010-2017**

Año	Crecimiento real del PBI	PBI proyectado a inicio de año	PBI proyectado 2011-2013	PBI proyectado 2012-2014	PBI proyectado 2013-2015	PBI proyectado 2014-2016	PBI proyectado 2015-2017	PBI proyectado 2016-2018	PBI proyectado 2017-2019
2010	8.5	5.5	5.5						
2011	6.5	6.5	5.0	6.5					
2012	6.0	6.0	5.5	6.0	6.0				
2013	5.8	6.0	6.0	6.0	6.5	6.0			
2014	2.4	5.7		6.0	6.5	6.0	5.7		
2015	3.3	4.2			6.5	6.0	6.4	4.2	
2016	3.9	3.8				6.0	6.4	5.5	3.8
2017							6.4	5.5	4.6

Fuente: MEF y BRCP. Elaboración propia.

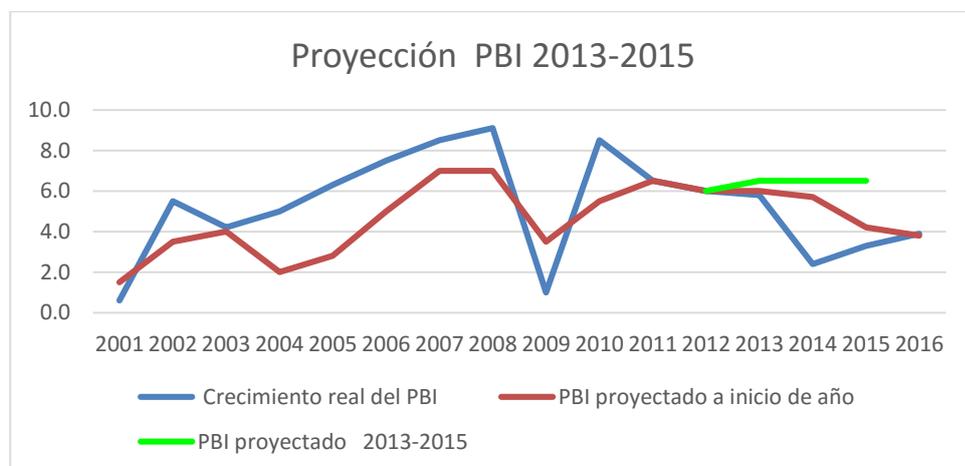
Así, podemos notar que la proyección de demanda a mediano plazo no ha sido la más acertada, el año 2011 el MEF (2011) proyectó que en el período 2012-2014 el PBI crecería 6.0%; sin embargo, la realidad fue muy distinta en el año 2014, puesto que el crecimiento del PBI fue de 2.4%, diferencia que puede apreciarse mejor en la Figura 12:



**Figura 12. Proyección del PBI 2012 - 2014**

**Fuente: MEF y BRCP. Elaboración propia.**

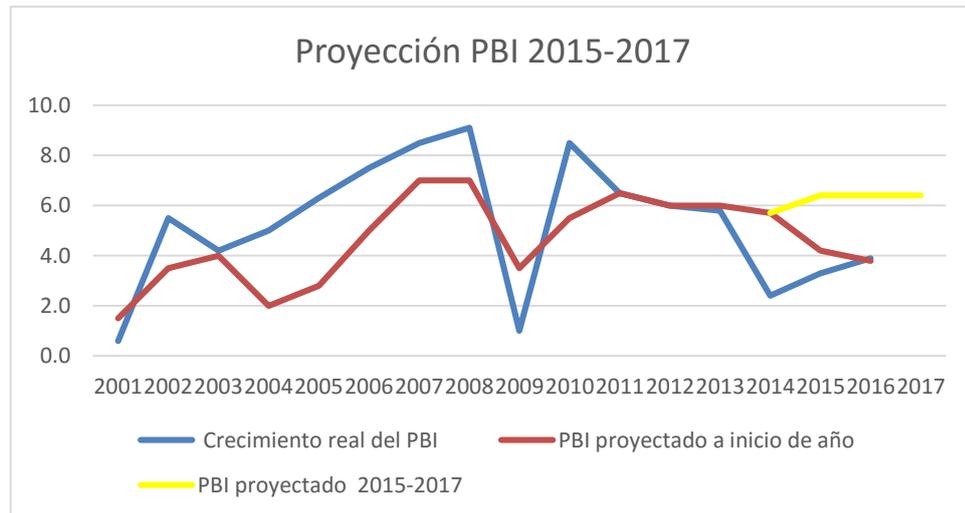
Sin embargo, las predicciones se hacen menos acertadas en los años siguientes, el 2012 el MEF (2012) proyecta un crecimiento de 6.5% para el período 2013-2015, siendo el crecimiento real de 5.8% el 2013, de 2.4% el 2014 y de 3.3% el 2015, puede observarse mejor esta diferencia en la Figura 13:



**Figura 13. Proyección del PBI 2012 - 2014**

**Fuente: MEF y BRCP. Elaboración propia.**

Así mismo, en el año 2014 el MEF (2014) proyecta que para el periodo 2015-2017 el PBI crecería 6.4%, cifras que igualmente no se dieron, puesto que el 2015 el PBI creció 3.3% y el 2016 creció 3.9%, como puede verificarse en la Figura 14:



**Figura 14. Proyección del PBI 2012 - 2014**

**Fuente: MEF y BRCP. Elaboración propia.**

Sin embargo, para los años 2015 y 2016 las cifras proyectadas en el Marco Macroeconómico Multianual 2016-2018 y Marco Macroeconómico Multianual 2017-2019 fueron menos ambiciosas y más acordes con la realidad, ahora solo restan esperar cómo se desenvolverá económicamente el país en los próximos años.

### **2.2.9. Opinión de especialistas sobre el problema actual del mercado eléctrico**

Durante el VI Congreso del “Día de la energía” celebrado por Laub & Quijandría Energy Group (2017) en octubre de este año, los especialistas del país se refirieron al problema actual que enfrenta el mercado eléctrico peruano, aunque no se hizo referencia directa al mecanismo de licitaciones de energía. A continuación se señalarán las principales ideas, centrándonos en los aspectos directamente relacionados con la presente investigación.

a. Cesar Butrón Fernández (Laub & Quijandría Energy Group, 2017), Presidente del Directorio del COES, señaló que actualmente nos encontramos ante un problema de sobreoferta comercial en el mercado eléctrico, tenemos un mercado eléctrico en el que existe una mayor oferta que demanda y esto ha acarreado una serie de problemas. Indica que la sobreoferta se ha traducido en una guerra de precios entre los generadores que ha ocasionado la migración de usuarios regulados a usuarios libres y de usuarios que han cambiado a su proveedor de energía, pasando de contratar con distribuidores a contratar con generadores.

Así mismo, señala que la migración de usuarios a causa de la guerra de precios ha dado origen a una sobrecontratación de energía por parte de las empresas distribuidoras, puesto que estas han contratado energía incluyendo la demanda de dichos clientes que han migrado. Indica que la contratación de energía se ha realizado mediante contratos de pago por capacidad y que las empresas generadoras, aún frente a este nuevo panorama, no aceptan reducir la cantidad de potencia contratada.

Finalmente, Butrón expresó que se cuenta con capacidad instalada suficiente hasta el año 2028, en consecuencia es momento de decidir en qué tipo de tecnología se desea invertir a futuro. El actual gobierno cuenta con la seguridad suficiente como para establecer en qué tipo de energía se desea la inversión, si será en renovables, hidroeléctricas o se continuará con la inversión en gas natural.

b. Irwin Frisancho Triveño (Laub & Quijandría Energy Group, 2017), Gerente Comercial de Kallpa Generación, señala que es evidente que el país se encuentra en un estado de sobreoferta de energía, hace 5 o 6 años el país crecía a un nivel bastante alto, por ello cuando se celebraron las licitaciones se promovió la inversión en centrales de generación, ya sean térmicas, hidroeléctricas o renovables, teniendo en cuenta dicho crecimiento. Sin embargo, la demanda no creció como se esperaba, esto

debido a que se paralizaron grandes proyectos mineros y la economía no creció al ritmo esperado.

Señala que, ante esta situación se debe hacer dos cosas: primero, promover el crecimiento de la demanda; segundo, el Estado no debe intervenir más en el sector eléctrico, debe dejar que el mercado defina por sí solo cuánto y cuándo invertir, puesto que así se podrá llegar en unos años a un estado de equilibrio entre la oferta y la demanda.

Con respecto a la sobre contratación de las empresas distribuidoras, Frisancho indica que cuando las empresas distribuidoras celebraron las licitaciones estas mismas fijaron la cantidad de energía y potencia que requerirían; sin embargo, esta proyección se realizó erradamente. Por otro lado, con respecto a la migración de usuarios regulados a libres, considera que debería eliminarse la figura de los usuarios libres opcionales y establecerse un límite fijo a partir del cual los usuarios son libres o regulados.

Finalmente, añade que el hecho de que actualmente contemos con costos marginales bajos no se debe a la declaración de precios de las empresas generadoras que usan el gas natural, sino que es una consecuencia de la sobreoferta, puesto que la declaración de precios se viene dando desde hace mucho tiempo y no había causado ninguna distorsión.

c. Daniel Cámac Gutiérrez (Laub & Quijandría Energy Group, 2017), Vicepresidente Comercial de Engie Energía Perú, señala que cuando se toma la decisión de invertir en una nueva central de generación no se tienen en cuenta los costos marginales de corto plazo, puesto que estos obedecen a temas coyunturales, las decisiones se toman teniendo en cuenta el costo marginal de largo plazo, así que no se debe cometer el error de creer que porque actualmente el costo marginal es bajo se está desalentando la inversión en generación eléctrica.

Con respecto a la sobrecontratación, argumenta que la cantidad de energía contratada fue decisión de las empresas distribuidoras. En el año 2006 se estableció que habría un sector de los usuarios que podría elegir entre ser usuarios libres y regulados, en el año 2009 se delimitó quiénes serían estos usuarios. En consecuencia, considera que si las empresas distribuidoras contrataron la energía para sus usuarios, sin prever que dichos usuarios podían migrar, entonces es su responsabilidad. Añade que, lo peor que podría hacer el Estado es resolver un problema comercial a causa de una mala decisión de las empresas.

Finalmente, Cámac asegura que es imposible tener un perfecto equilibrio entre oferta y demanda, señalan que la década pasada teníamos un problema de escasez de energía y en consecuencia los costos marginales eran muy altos, actualmente nos encontramos en un escenario completamente diferente, concluye preguntado ¿de qué lado es mejor estar, de escasez o de sobreoferta?

d. Mario Gonzales (Laub & Quijandría Energy Group, 2017), Gerente de Desarrollo de Luz del Sur, señala que en el año 2003 y 2004 ninguna empresa de generación quería venderle energía a las empresas distribuidoras, por lo que se exponían a la caducidad de sus concesiones. Por ello, a través de las licitaciones, las distribuidoras tuvieron que contratar energía a largo plazo con el fin de poder asegurar los requerimientos de sus usuarios regulados y evitar los mismos problemas.

Respecto a la sobreoferta, precisa que esta no fue ocasionada por las distribuidoras, sino por el Estado en complicidad con ciertas empresas que sobreinstalaron la potencia. Indica que en consecuencia se instalaron 1000 MW de potencia adicional (licitaciones celebradas por ProInversión), resultando cuestionable si eso es una buena práctica empresarial. Gonzales precisa que, la sobreoferta no es producto de una casualidad, sino que es

consecuencia de una política comercial, buena o mala, dependerá de a quién se lo pregunten.

Por otro lado, afirma que algunas empresas generadoras han optado por una política que consiste en quitarle a las distribuidoras clientes, venderles a estos la energía a la mitad de precio y seguir cobrando a las distribuidoras el precio pactado inicialmente por la potencia que debían consumir los clientes que perdieron. Concluye señalando que existe una falla en la regulación, el mercado está completamente distorsionado y debe solucionarse, las distribuidoras actualmente están pagando un aproximado de 500 MW de potencia que no consumen.

#### **2.2.10. Posibles soluciones a la sobreoferta**

En esta sección, se presentará una serie de alternativas que palien la problemática de la sobreoferta en el mercado de generación y su influencia en el aumento del precio de la energía para los clientes regulados.

##### **A. Contratos bilaterales**

Los contratos bilaterales consisten en la contratación de energía y/o potencia entre las empresas generadoras y distribuidoras, dejando que estas mismas fijen sus tarifas. Sin embargo, para no dejar desprotegidos a los usuarios regulados es necesario que se fije una tarifa aplicable a estos mismos.

Esta alternativa es la misma que existía antes de la entrada en vigencia de las licitaciones de energía. Los riesgos que implican estos contratos bilaterales consisten principalmente en dos:

- (i) En caso que la tarifa en barra fijada por el regulador sea demasiado baja, desincentivaría las inversiones en generación eléctrica; y
- (ii) Ante una tarifa en barra demasiado baja, las empresas de generación no tendrían el incentivo de suscribir estos contratos bilaterales, por la que

las empresas distribuidoras podrían incurrir en causales de extinción de sus concesiones eléctricas, ya que las empresas distribuidoras tienen la obligación de contar con contratos de energía que cubran por dos años su demanda futura.

En el caso del primer riesgo la solución sería que se implemente un mecanismo de adecuación de la tarifa que resulte más flexible, en caso de que se presenten factores con gran influencia en el costo de producción de la energía que finalmente ocasione una considerable diferencia entre la tarifa en barra y el costo de producción. De esta manera, si se produjera una sequía imprevista que afectara considerablemente el funcionamiento de las hidroeléctricas, un daño permanente al ducto de Camisea que imposibilite el suministro de las centrales que utilizan esta materia prima, o algún otro factor imprevisto que afecte en gran medida el costo de producción de energía, sería posible adecuar la tarifa en barra a este cambio.

Sin embargo, esta solución implicaría un aumento en los costos administrativos de fijación de tarifa, mientras más se regule se necesitan mayores especialistas y es imposible llegar a considerar todos los supuestos, y el exceso de regulación puede terminar perjudicando al mercado.

Ante el segundo riesgo la solución parece simple, se elimina esta causal de extinción de concesiones eléctricas. Sin embargo, esto nos puede llevar a que las empresas distribuidoras no tengan los suficientes incentivos para contratar el total de la energía requerida con anticipación, lo que podría ocasionar que se produzcan retiros de energía sin respaldo contractual, aplicándose el precio del Mercado Spot, lo que terminaría perjudicando a los usuarios.

Además hay que tener en cuenta que este sistema no cuenta con mecanismos que incentiven la inversión en generación eléctrica y si bien actualmente tenemos un exceso de margen de reserva esto no implica que no

necesitemos que se siga invirtiendo en nuevas centrales, porque lo más importante es asegurar la continuidad del suministro.

## **B. Mercado de capacidad**

El mecanismo de mercado de capacidad consiste en la contratación centralizada de potencia por parte del operador del sistema, en el caso peruano es el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), a través de mecanismos de subastas. De esta manera el COES determinaría cuánta es la demanda de energía que existirá a futuro y en base a eso llevar a cabo las subastas.

Dichas subastas están destinadas a cubrir una demanda futura, permitiendo la construcción de nuevas centrales de generación, entre la fecha de la realización de la subasta y la fecha de inicio del suministro de energía existe un plazo de cuatro años, lo cual otorga al inversionista un lapso para la implementación de nuevas centrales y la posibilidad de recurrir a sistemas de financiamientos bancarios.

Ello implicaría mayores costos administrativos, es decir, mayor regulación; en tanto se requeriría por parte del regulador mayor información acerca de los costos de producción de las empresas generadoras y la determinación de la proyección de la demanda futura de energía y potencia.

Además, una de las principales desventajas de este mecanismo es que puede producirse una mala estimación de la demanda que “puede llevar a: i) un exceso de capacidad que se traduzca en altos costos para los clientes y ii) una capacidad por debajo de la requerida” (Osinermin, 2014b, p. 33). En este caso siempre se optará tener un exceso de capacidad, por lo que es probable que se genere un problema similar al que nos ocupa en la presente investigación.

Por otro lado, debemos tener en cuenta las señales que enviaríamos a los inversionistas si volvemos a cambiar de mecanismo de contratación de energía, teniendo en cuenta que recién en el 2006, hace diez años, implementamos el mecanismo de licitaciones de energía, y en lo que a la inversión respecta el mecanismo ha logrado asegurar la continuidad del suministro.

### **C. Subsidio por parte del Estado**

El esquema de licitaciones de energía, en la actualidad, ha venido incentivando mayores inversiones en generación eléctrica, tan es así que se estima un margen de reserva superior al 50%, es decir, tenemos mayor capacidad instalada que la que necesitamos. Esta mayor infraestructura es finalmente pagada por los usuarios de electricidad, lo que se traduce en tarifas eléctricas más costosas.

Una de las alternativas para aminorar los costos de la electricidad es a través de subsidios por parte del Estado; esto es, el gobierno destina parte de los fondos recaudados a través de su labor impositiva a impedir que las tarifas eléctricas se eleven en exceso. Este mecanismo de subsidios implicaría un mayor aparato burocrático para destinar los tributos pagados por los ciudadanos para destinarlos a los usuarios de electricidad, es decir, implicaría un evidente sistema ineficiente para cobrar y regresar parte del dinero recaudado a los mismos ciudadanos.

### **D. Exportación de energía**

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, este mecanismo de licitaciones de energía ha implicado mayores inversiones en generación eléctrica, por lo que los usuarios finales deben pagar esta mayor infraestructura. A fin de aminorar los costos a pagar por la infraestructura de generación eléctrica, se plantea expandir la demanda o aumentar los usuarios de electricidad, a fin de que estos costos fijos se dividan o sean pagados por un mayor número de usuarios de electricidad. Esta expansión de la demanda se puede lograr si se

interconecta nuestro sistema eléctrico con otros países vecinos, tales como Chile, Ecuador, etc.

Debemos tener en cuenta que la implementación de la exportación dará resultados a mediano plazo, puesto que la interconexión con nuestros países vecinos requerirá una gran inversión en infraestructura de transmisión a fin de conectar nuestro sistema, el SEIN, con los sistemas de nuestros potenciales consumidores; sin embargo, dicha inversión sería incluida en la tarifa ocasionando además nuevos ingresos al país. Además la ampliación de las líneas de transmisión como consecuencia de la implementación de la exportación repercutirá en una mejora en la calidad del servicio prestado a los peruanos.

Con la exportación de energía estaríamos creando un nuevo mercado que nos permita usar nuestros recursos naturales para exportar un servicio y ya no solo materia prima, como es el caso de los hidrocarburos. Con esto se ampliaría la inversión en generación y transmisión además de obtener una mayor recaudación tributaria, lo cual repercute en mayor inversión a favor de los ciudadanos.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que el principal riesgo es la afectación de la continuidad de nuestro suministro, como consecuencia de la necesidad de cumplir con las obligaciones adquiridas con nuestros países fronterizos, por lo que se corre el riesgo de que se produzcan ciertos conflictos entre las naciones interconectadas. Por ello es necesario que se fijen unas reglas del juego muy claras, a fin de que fluya la colaboración entre los organismos especializados y competentes, y puedan determinar efectivamente la cantidad de potencia de la que podremos disponer sin afectar nuestra seguridad energética.

El Poder Ejecutivo ha propuesto el “Proyecto de Ley que aprueba el mercado general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos

y el intercambio de electricidad”, el cual establece en el Artículo 4° los lineamientos generales para la interconexión de sistemas eléctricos e intercambios de electricidad, los cuales son los siguientes:

- a. Es necesaria la suscripción previa de un acuerdo internacional específico.
- b. Se puede exportar solo excedentes de producción de electricidad que serán determinados por el COES.
- c. La exportación de electricidad no debe generar el incremento de las transacciones en el mercado mayorista interno, ni debe suponer un sobre costo al usuario final.
- d. El COES realizará los estudios para determinar la viabilidad técnica y económica, programar los intercambios de electricidad y realizar las coordinaciones con los otros operadores del sistema.
- e. Las exportaciones las programará el COES y no deben ocasionar restricciones ni congestiones para la atención del mercado interno.
- f. El intercambio de electricidad será resultado de un despacho económico coordinado entre el COES y los demás operadores.
- g. Las líneas e interconexión estarán conectadas al SEIN y se considerarán en el Plan de Transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión.
- h. La determinación de los precios se fijará por acuerdos internacionales.
- i. Los intercambios tienen carácter interrumpible, considerando el abastecimiento prioritario de la demanda interna.
- j. En ningún caso el SEIN se considera un sistema en tránsito (ej. Colombia – Chile).
- k. Las rentas de congestión que le corresponden al SEIN serán mayores o iguales al 50%.
- l. Los integrantes del SEIN autorizados para los contratos de intercambio de electricidad serán habilitados por el Ministerio de Energía y Minas, los contratos que suscriban no tienen influencia en la determinación del despacho económico, en la determinación e intercambios, ni en la operación del SEIN.

## 2.3. Definición de términos básicos

### 2.3.1. Energía eléctrica

Osinergmin (2016b) al definir a la energía eléctrica señala que esta es:

“(…) el movimiento de electrones que se trasladan por un conductor eléctrico durante un determinado periodo. La fuerza física o presión que induce este movimiento se denomina voltaje y su unidad de medida es el voltio (V), mientras que la tasa a la cual fluyen los electrones se llama intensidad de corriente, cuya unidad de medida es el amperio (A). Con el objetivo de contextualizar estos conceptos, diversos autores han establecido una analogía entre el flujo de electrones en un circuito eléctrico y el flujo de agua en una tubería. El conductor eléctrico sería análogo a la tubería por la que fluye el agua; el voltaje puede interpretarse como la presión que impulsa el agua vía la tubería; y la corriente eléctrica equivaldría a la tasa a la cual fluye el agua (expresada en litros por segundo).

La potencia eléctrica, cuya unidad de medida es el watt (W), cuantifica la cantidad de energía que se consume, produce o traslada en cada unidad de tiempo; mientras que la energía eléctrica representa la cantidad total de energía que se consumió, produjo o trasladó durante un determinado periodo, por lo que su unidad de medida suele ser el watt-hora (Wh). Por ejemplo, si la potencia de una lámpara eléctrica es 100W y esta permanece encendida por dos horas, entonces, la energía eléctrica consumida sería 200W.h.” (p.28)

### 2.3.2. Mercado Spot

A decir de Santiváñez (1998): “La transferencia de energía entre generadores, mercado spot o sistema de piscina (*pool system*), según se prefiera denominar, opera como un mecanismo mediante el cual el generador, alternativamente según sus necesidades, (i) adquiere de otro generador la energía que le falta, la cual retira de la ‘piscina’, para cumplir con el suministro de sus clientes o, (ii) vende a otro generador su excedente de

energía, aquella inyectada a la ‘piscina’ no requerida por sus clientes” (p. 118). Este escenario se presenta cuando la empresa generadora no produce el total de su energía contratada porque el COES no le ha ordenado operar, ya sea como consecuencia del “despacho económico” o debido a asuntos técnicos (mantenimiento, fallas, etc.).

### **2.3.3. Potencia**

A decir de Laloux (2007):

“La potencia, medida en vatios (W), es la energía (Wh) requerida por unidad de tiempo. La potencia es por tanto el valor instantáneo de la energía consumida. Dado que la energía eléctrica no es almacenada, toda instalación eléctrica debe estar preparada para soportar el máximo valor instantáneo de energía consumida; es decir, que debe estar concebida para aguantar la máxima potencia que a lo largo de todo el ciclo de consumo va a demandar la instalación. Así, va a ser especialmente relevante para caracterizar cada consumo no solo conocer la energía eléctrica que requiere, sino saber el perfil de consumo a lo largo del tiempo. Estos perfiles, conocidos como curvas de carga, representan la potencia consumida en función del tiempo. La integral de dichas curvas representa la energía”. (p. 31)

### **2.3.4. Precio Spot**

En palabras de Santiviáñez (1998) el precio de la energía, materia de las transferencias en el mercado spot es:

“(…) el costo marginal de producción de cada unidad adicional de energía en el sistema (expresado en US\$/kWh) correspondiente a la unidad que se encuentra proporcionando la potencia de punta; es decir, la última unidad que ha sido requerida para despacho según el programa de operación establecido por COES. En consecuencia, dicho precio oscila según ingresen o salgan del despacho unidades con diferentes costos.

Cuando la potencia de punta es proporcionada por una central hidroeléctrica el costo marginal de operación se determina considerando el costo de oportunidad de agua o “costo de agua” y la penalización por pérdida de transmisión de energía hasta el punto de retiro o entrega (...).

Cuando la potencia de punta es proporcionada por una central térmica, la determinación de dicho costo marginal se efectúa considerando (i) los costos variables de operación de cada unidad de generación térmica (costos combustibles y no combustibles) y (ii) la penalización por pérdida de transmisión de energía hasta el punto de retiro o entrega”. (p. 124)

### 2.3.5. Seguridad de suministro y suficiencia energética

En palabras de Barquín, Vázquez y Soler (2007) para entender en qué consiste la seguridad del suministro y suficiencia energética:

“(...) conviene inicialmente definir lo que entendemos por **fiabilidad** y tras ello, distinguir dos niveles distintos y complementarios de fiabilidad: **seguridad** y **suficiencia**.

El “Consejo Nacional de Fiabilidad Eléctrica” (*National Electric Council*) de los Estados Unidos define fiabilidad como “el grado para el cual el modo de funcionamiento de los elementos del sistema eléctrico resulta en energía suministrada a los consumidores dentro de unos estándares y en la cantidad deseada”. Así, la medida última de la fiabilidad de la actividad de generación es a nivel de calidad de suministro. Aunque la calidad de suministro solo se materializa en tiempo real, su abastecimiento abarca varias actividades desreguladas que tienen que ejecutarse en diferentes horizontes temporales (...)

De esta manera, por **seguridad** entendemos el disponer de capacidad suficiente para satisfacer la carga de electricidad en el corto plazo, mientras por **suficiencia** interpretamos la existencia de suficiente capacidad instalada

y esperada para responder a los requerimientos de la demanda a largo plazo (...)" (p. 94 - 95)

En resumen, la seguridad de suministro consiste en tener la capacidad necesaria a fin de poder satisfacer la demanda de energía en tiempo real y a corto plazo, mientras que la suficiencia energética implica tener la capacidad instalada para poder satisfacer la demanda de energía a largo plazo, sabiendo que dicha demanda tiende a incrementarse.

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA**

Este capítulo se basa principalmente en lo desarrollado en el libro de “Metodología de la Investigación” del Dr. Hernández Sampieri, Dr. Fernández Collado y Dra. Baptista Lucio (2006), cuyas características se encuentran detalladas en la bibliografía de esta investigación.

#### **3.1. Método, tipo y nivel de la investigación**

##### **3.1.1. Métodos de investigación**

###### **A. Método general**

La investigación realizada es una **investigación científica**, Hernández, Fernández y Baptista (2006) definen este tipo de investigación como “un conjunto de procesos sistemáticos y empíricos que se aplican al estudio de un fenómeno; es dinámica, cambiante y evolutiva” (p. xxxix). A decir de ellos se entiende que una investigación es sistémica cuando existe una disciplina para desarrollar la investigación, y es empírica cuando se recolectan y analizan datos.

La presente investigación se ha realizado de manera sistematizada, siguiendo un proceso preestablecido que nos ha llevado a recolectar la información necesaria a fin de estudiar nuestras dos variables y cuál es la implicancia que tiene una sobre la otra. El proceso no ha sido rígido, sino que se ha ido adaptando conforme lo requerían los nuevos datos encontrados, esto nos ha llevado a adecuar el proceso de investigación a fin de obtener los mejores resultados. Por esto es que se han cumplido con los requisitos para que sea considerada una investigación científica.

### **B. Método específico**

Los métodos específicos que se han utilizado para analizar la información obtenida en el proceso de investigación son los siguientes:

- Método lógico deductivo. Al tratarse de una investigación cuantitativa se ha aplicado la lógica deductiva, por lo que se han estudiado características generales a fin de llegar a una conclusión particular.
- Método estadístico inferencial. En la presente investigación se ha analizado la información obtenida utilizando el método estadístico inferencial, a raíz de ello se verificó que las hipótesis planteadas sean congruentes con los datos obtenidos a través del proceso de investigación.

#### **3.1.2. Tipos de investigación**

En esta investigación se ha utilizado el enfoque **cuantitativo**, el proceso se ha realizado siguiendo lo estipulado por Hernández, Fernández y Baptista (2006) quienes señalan que en este tipo de investigación se “parte de una idea, que va acotándose y, una vez delimitada, se derivan objetivos y preguntas de investigación, se revisa la literatura y se construye un marco o una perspectiva teórica. De las preguntas se establecen hipótesis y determinan variables; se desarrolla un plan para probarlas (diseño); se miden las variables en un determinado contexto; se analizan las mediciones obtenidas (con frecuencia

utilizando métodos estadísticos), y se establecen una serie de conclusiones respecto a la(s) hipótesis”. (p. 23)

### 3.1.3. Nivel de investigación

Debido a la naturaleza de esta investigación, el nivel de investigación es descriptivo. En palabras de Hernández, Fernández y Baptista (2006) en este nivel se “miden, evalúan o recolectan datos sobre diversos conceptos (variables), aspectos, dimensiones, o componentes del fenómeno a investigar. En un estudio descriptivo se selecciona una serie de cuestiones y se mide o recolecta información sobre cada una de ellas, para así (valga la redundancia) describir lo que se investiga”. (p.102)

La presente investigación se ha desarrollado recolectando información sobre nuestras variables, y el cambio que ha sufrido la variable dependiente (el mercado eléctrico) a través de nuestro periodo de estudio, y así se ha determinado y descrito qué problemas ha acarreado la implementación de las licitaciones de energía (variable independiente) en el mercado eléctrico.

### 3.2. Diseño de la investigación

Las hipótesis de esta investigación son de tipo causal, por lo que corresponde el siguiente diseño:

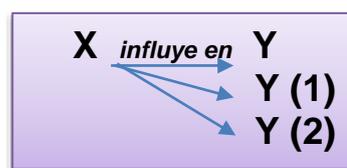


Figura 15. Diseño de hipótesis

Donde:

X: licitaciones de energía (variable independiente)

Y: mercado eléctrico

Y (1): sector de generación

Y (2): sector de distribución

Por otro lado, el diseño de la investigación es no experimental cuantitativo, de tipo longitudinal de tendencia. El esquema que corresponde a este tipo de diseño es el siguiente:

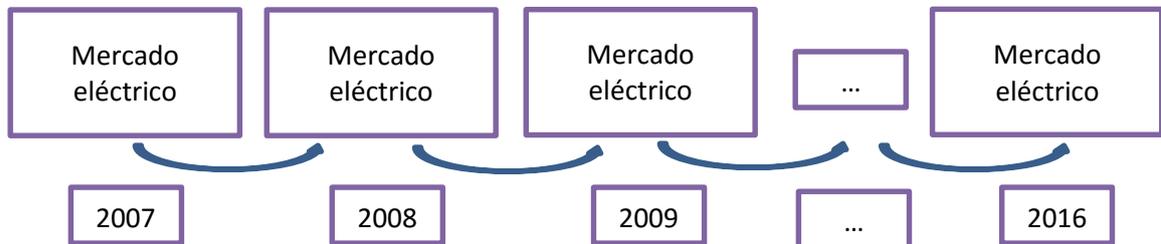


Figura 16. Diseño de investigación

### 3.3. Población y muestra

#### 3.3.1. Población

Se ha analizado el mercado eléctrico en el periodo 2007 al 2016, específicamente los sectores de generación y distribución. Así mismo, se han analizado los resultados de las licitaciones de energía celebradas en dicho periodo, tanto las celebradas bajo la supervisión de Osinergmin como las celebradas por ProInversión.

#### 3.3.2. Muestra

En esta investigación no ha sido necesario el recurrir a una muestra a fin que sea representativa de la población, debido a que se han estudiado las variables y sus dimensiones teniendo en cuenta cada uno de los indicadores, lo que hace que la población no sea extensa.

### 3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

#### 3.4.1. Técnica de recolección de datos

**Análisis documental de datos secundarios:** “implica la revisión de documentos, registros públicos y archivos” (Hernández, Fernández y Baptista, 2006, p. 385). Esta técnica fue la utilizada en la presente

investigación para identificar los resultados de los proceso de licitación de energía realizados, identificar el estado del mercado eléctrico y los dos sectores investigados en cada año del periodo de estudio, a fin de determinar qué cambios sufrió en el periodo de estudio y cuál sería su relación de causalidad.

Hernández, Fernández y Baptista (2006) señalan que “en ciertas investigaciones la recolección y análisis de datos secundarios son la base de la investigación” (p. 385). Este es el caso de la presente investigación, los datos que se requerían para su realización son obtenidos anualmente por el Estado, quien a través de sus diferentes organismos publica los índices anuales del sector eléctrico, también publican el desarrollo de los procesos de licitación de energía, puesto que están relacionados con el servicio público de electricidad y contratos de suministro de electricidad que afectan a los usuarios regulados (los administrados).

#### **3.4.2. Instrumento de recolección de datos**

**Fichas de registro de datos:** se ha trabajado con 15 fichas de registro de datos, todas relacionadas con cada uno de los ítems contenidos en la operacionalización de variables (Tabla 1.1), con ellas se han obtenido las cifras correspondientes de los ítems en cada uno de los años del periodo de estudio.

#### **3.5. Análisis y tratamiento de datos**

Para el tratamiento de datos se ha recurrido al programa de hoja de cálculo de Microsoft Excel versión 2013, con este se ha procedido a realizar las tablas y figuras del Capítulo IV, que nos ha permitido organizar la información obtenida con las fichas de registro de datos. Así mismo, se ha realizado un análisis detallado de los datos, se ha recurrido al cruce de la información obtenida en cada una de las fichas y el uso del método estadístico y el método lógico deductivo nos ha permitido arribar a nuestras conclusiones.

## **CAPÍTULO IV**

### **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

#### **4.1. Resultados del tratamiento y análisis de la información**

##### **4.1.1. ¿Cuáles son las nuevas centrales de generación vinculadas a las licitaciones de energía supervisadas por Osinergmin y cuál es su potencia instalada?**

De la información brindada por Osinergmin, a raíz de la solicitud de acceso a la información pública presentada el 14 de junio del año 2017, contestada el 19 de junio del mismo año, se obtuvo la información contenida en la Tabla 8 correspondiente a la construcción de nuevas centrales de generación vinculadas a las licitaciones de energía celebradas bajo la supervisión de Osinergmin.

**Tabla 8. Nuevas centrales de generación resultantes de las licitaciones de energía supervisadas por Osinergmin**

Ítem	Proyecto	Potencia Instalada (MW)	Estado	Entrada en operación
1	C.H. Quitaracsa	112	En operación	oct-15
2	C.T. Ciclo combinado Chilca Fénix	570.1	En operación	dic-14
3	C.T. Santo Domingo de los Olleros	197.6	En operación	oct-13
4	C.T. Ciclo combinado Kallpa	293	En operación	ago-12
Total en operación al año 2016		1172.7		
5	C.H. Marañón	18.4	En operación	jun-17
Total		1191.1		

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**

A raíz de las licitaciones de energía celebradas bajo la supervisión de Osinergmin se construyeron cuatro nuevas centrales que entraron en operación en el periodo de investigación (2007-2016), y una quinta central de generación, la Central Hidroeléctrica de Marañón, que entró en operación en el mes de junio de 2017. Así mismo, se aprecia que de estas nuevas centrales de generación tres son térmicas y dos son hidroeléctricas.

Por otro lado, observamos que el total de potencia nueva instalada relacionada con los procesos de licitación de energía supervisados por Osinergmin que entraron en operación dentro de nuestro periodo de estudio (2007-2016) es de **1,172.7 MW**. Mientras que, actualmente la capacidad instalada propiciada por las licitaciones de energía supervisadas por Osinergmin es de 1,191.1 MW (teniendo en cuenta la C.H. de Marañón).

**4.1.2. ¿Cuáles son las nuevas centrales de generación vinculadas a las licitaciones de energía supervisadas por ProInversión y cuál es su potencia instalada?**

De la revisión de la cartera de proyectos eléctrico de ProInversión, publicadas en su página institucional<sup>8</sup>, se obtuvo la información contenida en la Tabla 9 correspondiente a la construcción de nuevas centrales de generación vinculadas a las licitaciones de energía celebradas por ProInversión.

**Tabla 9. Nuevas centrales de generación resultantes de las licitaciones de energía celebradas por ProInversión**

Ítem	Proyecto	Potencia Instalada (MW)	Estado	Entrada en operación
1	C.H. Cheves	168.2	En operación	ago-15
2	C.H. Chaglla	406	En operación	set-16
3	C.H. Cerro del Águila	525	En operación	ago-16
Total en operación al 2016		1099.2		
4	C.H. Pucará	178	En construcción	dic-17
Total		1277.2		

**Fuente: ProInversión. Elaboración propia.**

A raíz de las dos licitaciones de energía celebradas por ProInversión, por encargo del Ministerio de Energía y Minas, se celebraron dos licitaciones de energía, se construyeron tres nuevas centrales de generación que entraron en operación en el periodo de investigación (2007-2016), y una cuarta central de generación, la Central Hidroeléctrica de Pucará, que entrará en operación en el mes de diciembre de 2017.

Por otro lado, observamos que el total de potencia nueva instalada relacionada con los procesos de licitación de energía celebrados por ProInversión que entraron en operación dentro de nuestro periodo de estudio

<sup>8</sup> <http://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaStandard.aspx?are=0&prf=2&jer=7649&sec=22>. Última revisión: 4/9/2017.

(2007-2016) es de **1,099.2 MW**. Mientras que, a finales de diciembre de 2017 la capacidad instalada propiciada por las licitaciones de energía celebradas por ProInversión será de 1,277.2 MW (teniendo en cuenta la C.H. de Pucará).

**Discusión de resultados I: Nuevas centrales de generación propiciadas por las licitaciones de energía – Tabla 8 y Tabla 9.**

De la información obtenida se puede ver que a raíz del mecanismo de Licitaciones de Energía celebrados bajo la supervisión de Osinergmin y por ProInversión han entrado a operar siete nuevas centrales de generación durante el periodo de estudio (2007-2016). Estas centrales en conjunto agregan al SEIN una capacidad instalada total de **2,271.9 MW** entre los años 2012 y 2016.

Por otro lado, la cantidad de nuevas centrales que habrán entrado en operación hasta finales de 2017 son 9 (dos de ellas con inicio de operación fuera de nuestro periodo de estudio 2007-2016) y una vez que todas las centrales de generación entren a operar la capacidad instalada total propiciada por las licitaciones de energía será de 2,468.3 MW.

**En conclusión, las licitaciones de energía han sido responsables de la entrada en operación de siete nuevas centrales de generación con una capacidad instalada total de 2,271.9 MW, entre el año 2007 y 2016.**

**4.1.3. ¿Cuánto ha crecido la potencia instalada destinada al mercado eléctrico del SEIN del año 2007 al año 2016?**

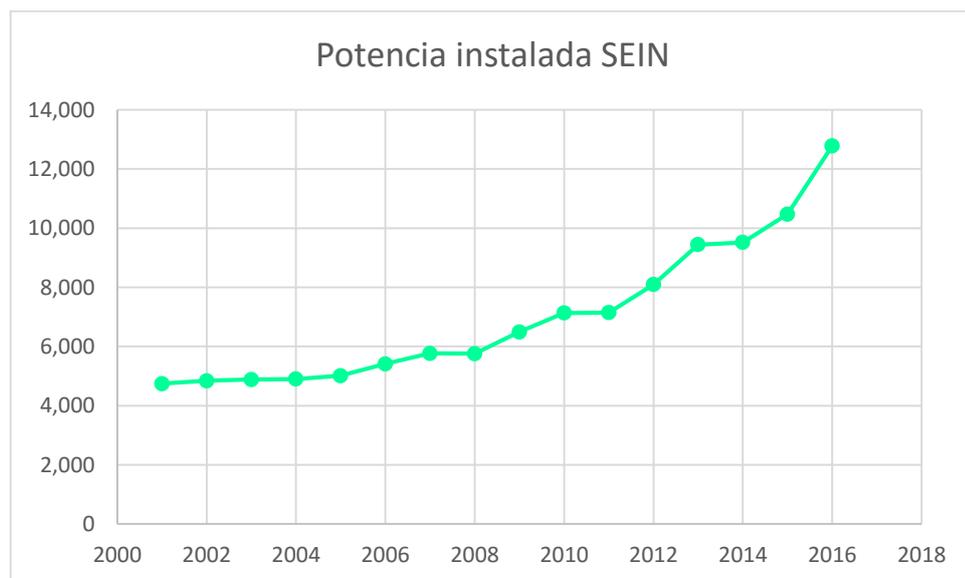
De la revisión de cada uno de los Anuarios Estadísticos del Minem pertenecientes a los años del 2001 al 2016 se obtuvo la potencia instalada destinada al mercado eléctrico correspondiente al SEIN desde el año 2001 (año en el que se implementó el SEIN) hasta el año 2016, información contenida en la Tabla 10. Aún si el periodo en estudio es del 2007 al 2016,

se consideró oportuno incluir los años previos a fin de apreciar mejor el crecimiento de la curva en la Figura 17.

**Tabla 10. Evolución de la potencia instalada del SEIN 2001-2016**

Año	Potencia instalada SEIN
2001	4,745
2002	4,842
2003	4,881
2004	4,899
2005	5,014
2006	5,410
2007	5,769
2008	5,755
2009	6,491
2010	7,131
2011	7,142
2012	8,096
2013	9,442
2014	9,517
2015	10,474
2016	12,781

Fuente: Minem. Elaboración propia.



**Figura 17. Evolución de la potencia instalada del SEIN 2001-2016**

Fuente: Minem. Elaboración propia.

Al analizar la Figura 17 se observa que la curva de crecimiento de la potencia instalada es más pronunciada a partir del año 2008, coincidiendo con la promulgación de la Ley 28832 e implementación de las Licitaciones de Energía. Así mismo, se aprecia que los años de mayor crecimiento fueron el 2010, 2012, 2013, 2015 y en especial el 2016.

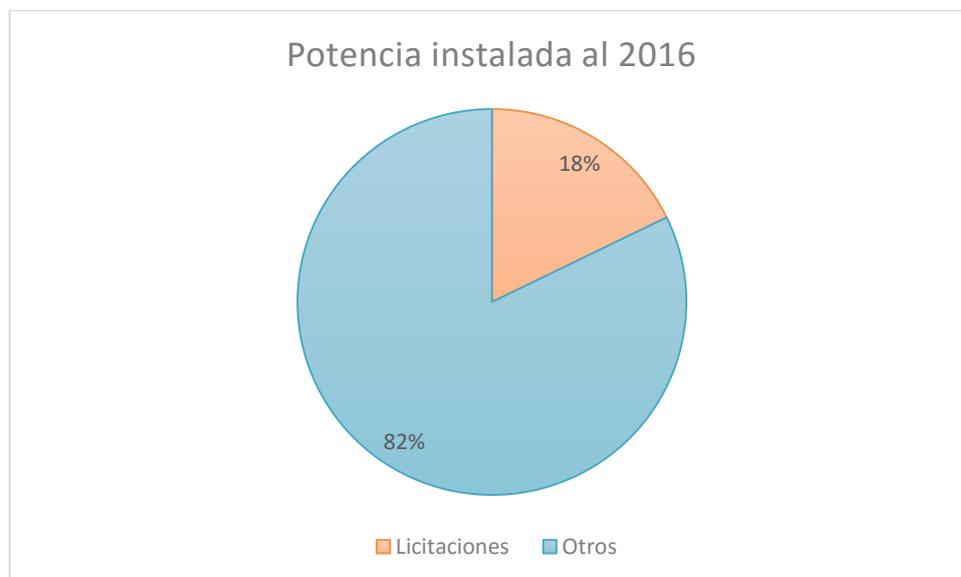
De la Tabla 10 se aprecia que la potencia instalada del SEIN destinada al mercado eléctrico era de 5,769 MW en el año 2007, pasando a ser de 12,781 MW al 2016, lo que implica que del año 2007 al año 2016 la potencia instalada creció **7,012 MW**. Es decir, del año 2007 al año 2016 la potencia instalada del SEIN destinada al mercado eléctrico ha crecido aproximadamente 121%.

**Discusión de resultados II: Crecimiento de la potencia instalada y su relación con las nuevas centrales vinculadas a las licitaciones de energía – Tabla 10 en conjunto con Tabla 8 y Tabla 9.**

Del cruce de la información obtenida en la Tabla 8, 9 y 10 se observa que el total de la capacidad instalada nueva propiciada por las licitaciones de energía y ProInversión al 2016 es de **2,271.9 MW** (correspondiente a las 7 centrales que se encontraban en operación al año 2016 señaladas en la “discusión de resultados I”), mientras que el total de la potencia instalada del SEIN destinada al mercado eléctrico al año 2016 fue de 12,781 MW; por lo tanto, la nueva capacidad instalada de estas centrales representa el 18% de la potencia instalada existente al año 2016, como se puede ver en la Figura 18.

**Tabla 11. Potencia instalada del SEIN - 2016**

Origen	Potencia instalada al 2016
Licitaciones	2,271.90
Otros	10,509.10
Total	12,781.00

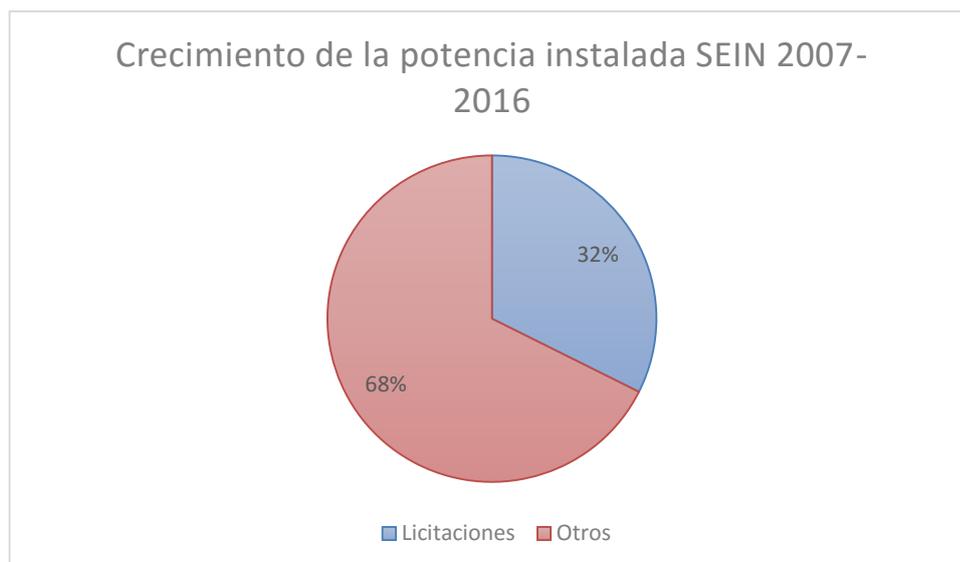


**Figura 18. Potencia instalada del SEIN – 2016**

Por otro lado, el crecimiento de la capacidad instalada destinada al mercado eléctrico del SEIN del 2007 al 2016 es de **7,012 MW**; por lo tanto, la nueva capacidad instalada que entraron a operar al 2016 vinculada a las licitaciones ascendente a **2,271.90 MW**, representa el 32% del crecimiento de la capacidad instalada en el periodo 2007 al 2016, como puede apreciarse en la Figura 18.

**Tabla 12. Crecimiento de la potencia instalada del SEIN 2007-2016**

Origen	Crecimiento de la potencia instalada SEIN 2007-2016
Licitaciones	2,271.90
Otros	4,740.10
Total	7,012.00



**Figura 19. Crecimiento de la potencia instalada del SEIN 2007-2015**

**En conclusión, las licitaciones de energía celebradas en el periodo del 2007 al 2016 son responsables del 32% del crecimiento de la capacidad instalada del SEIN destinada al mercado eléctrico en dicho periodo.**

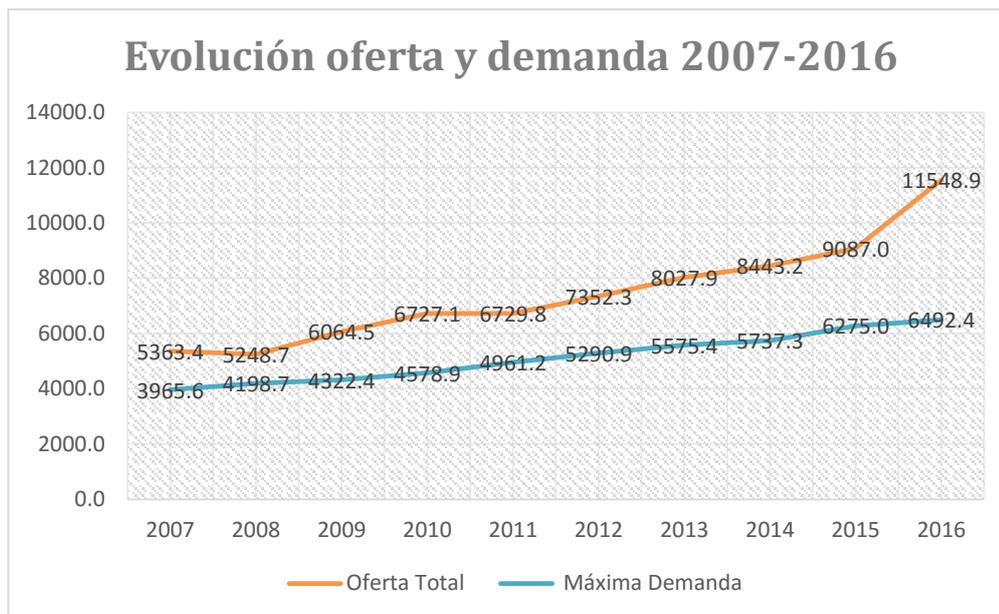
**4.1.4. ¿Cuál fue el crecimiento de la oferta y la demanda de energía en el periodo 2007-2016?**

De la solicitud de acceso a la información pública presentada al Ministerio de Energía y Minas el 14 de julio de 2017, la cual fue contestada el 19 de julio del 2017, se obtuvieron las cifras de la evolución de la oferta y demanda de electricidad en el periodo del año 2007 al 2016, como se puede apreciar en la Tabla 13.

**Tabla 13. Evolución de la oferta y demanda en el SEIN 2007 – 2016**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Oferta total</b>	5363.4	5248.7	6064.5	6727.1	6729.8	7352.3	8027.9	8443.2	9087.0	11548.9
<b>Máxima demanda</b>	3965.6	4198.7	4322.4	4578.9	4961.2	5290.9	5575.4	5737.3	6275.0	6492.4

**Fuente: Minem. Elaboración propia.**



**Figura 20. Evolución de la oferta y demanda en el SEIN 2007 – 2016**

**Fuente Minem. Elaboración propia.**

De la Tabla 13 se observa que la oferta en el año 2007 era de 5,363.4 MW habiéndose incrementado a 11,148.9 MW en el 2016, habiendo aumentado un total de 5,785.5 MW en dicho periodo, lo que implica un crecimiento de 107%, es decir, la oferta del mercado eléctrico se duplicó del año 2007 al año 2016. Mientras que la máxima demanda al año 2007 era de 3,965.6 MW y se incrementó a 6,492.4 MW al 2017, habiendo aumentado un total de 2,526.8, es decir, la demanda máxima creció un 63% en dicho periodo.

Sin embargo, la diferencia en el crecimiento de la oferta y la demanda se hace más evidente en la Figura 20, en donde se observa que la curva de la demanda tiene un nivel de crecimiento constante y poco pronunciado; mientras que la curva de la oferta tiene una pendiente más pronunciada, evidenciándose un mayor incremento entre los años 2008 a 2010, 2011 a 2013 y resultando en un crecimiento significativo del año 2015 al 2016, habiéndose incrementado 2,461.9 MW en un año. Se concluye que el crecimiento de la oferta se ha visto incrementado a un ritmo mayor que el de la demanda.

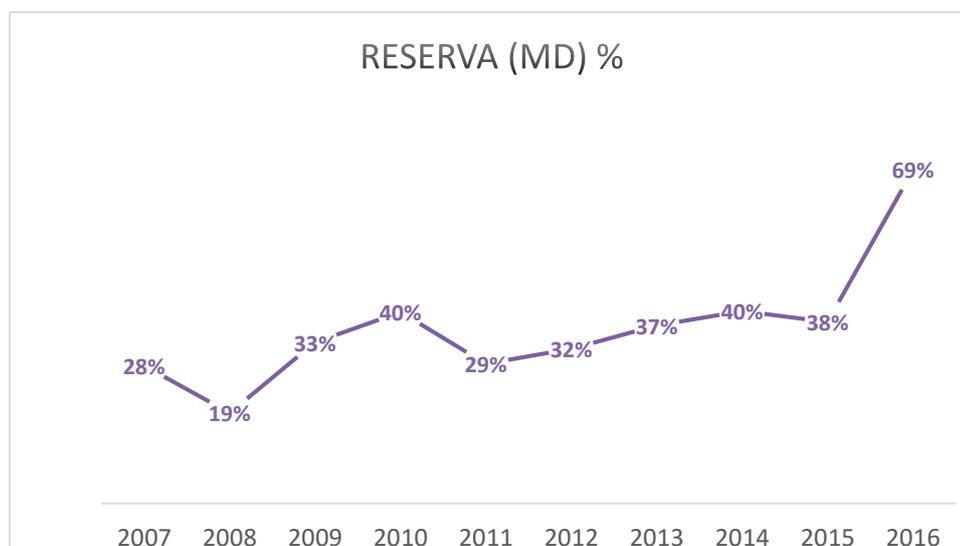
#### 4.1.5. ¿Cómo ha evolucionado el margen de reserva en el periodo 2007-2016?

De la solicitud de acceso a la información pública presentada al Ministerio de Energía y Minas el 14 de julio de 2017, la cual fue contestada el 19 de julio del 2017, se obtuvieron las cifras de la evolución del margen de reserva en el periodo del 2007 al 2017 que se puede apreciar en la Tabla 14.

**Tabla 14. Margen de reserva del SEIN 2007-2016**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Oferta total	5363.4	5248.7	6064.5	6727.1	6729.8	7352.3	8027.9	8443.2	9087.0	11548.9
Máxima demanda	3965.6	4198.7	4322.4	4578.9	4961.2	5290.9	5575.4	5737.3	6275.0	6492.4
Tasa de crecimiento de MD	10.8%	5.9%	2.9%	5.9%	8.3%	6.6%	5.4%	2.9%	9.4%	3.5%
Indisponibilidad	268.2	262.4	303.2	336.4	336.5	367.6	401.4	422.2	454.3	577.4
Reserva (MD)	1129.6	787.6	1438.9	1811.8	1432.2	1693.8	2051.1	2283.8	2357.6	4479.1
Reserva (MD) %	28%	19%	33%	40%	29%	32%	37%	40%	38%	69%

Fuente: Minem. Elaboración propia.



**Figura 21. Evolución del margen de reserva del SEIN 2007-2016**

Fuente: Minem. Elaboración propia.

De la revisión de la Figura 21 se hace evidente que el margen de reserva no ha experimentado cambios muy bruscos entre el año 2007 al año 2015, si bien se puede apreciar una disminución evidente en el año 2008 (habiendo llegado a una cifra preocupante de 19%). Sin embargo, en el año 2016 se aprecia un incremento considerable con respecto al año anterior; así, el

margen de reserva pasa de ser de 38% en el año 2015 a 69% en el año 2016, cifra que además resulta ser muy superior a los márgenes de reserva de los años anteriores.

**Discusión de resultado III: crecimiento del margen de reserva y sus implicancias – Tabla 13, Tabla 14, Figura 20 y Figura 21.**

De la revisión de la Figura 20 se aprecia que el crecimiento de la oferta no ha sido consecuente con el crecimiento de la demanda, sino que ha ido a un ritmo mucho más acelerado, apreciándose un crecimiento mucho mayor del año 2015 al año 2016. Lo mismo sucede en el caso del margen de reserva, que según se aprecia en la Figura 21 pasa a ser de 38% en el año 2015 a 69% al año 2016.

Dicho crecimiento indica que en este periodo entraron a operar centrales de generación con una alta capacidad instalada, tengamos en cuenta que en el año 2016 entraron a operar la Central Hidroeléctrica de Chaglla con 406 MW y la Central Hidroeléctrica de Cerro del Águila con 525 MW (véase Tabla 9), lo que hace un total de 931 MW.

Del análisis de la Tabla 13 se vio que del año 2015 al año 2016 la oferta total de electricidad creció 2,461.9 MW, esto quiere decir que un aproximado de 931 MW de ese crecimiento es a causa de las licitaciones de energía celebradas por ProInversión para ser más precisos, lo que representa un 37.8% del crecimiento de la oferta total del 2015 al 2016.

**En conclusión, el crecimiento de la oferta no ha sido proporcional al crecimiento de la demanda, sino que fue mucho mayor, incrementándose aún más en el año 2016, y aproximadamente el 37% del crecimiento de la oferta del año 2015 al año 2016 es a causa de las licitaciones de energía celebradas por ProInversión.**

#### 4.1.6. ¿Cómo ha evolucionado el precio de la tarifa regulada en el periodo 2007-2016?

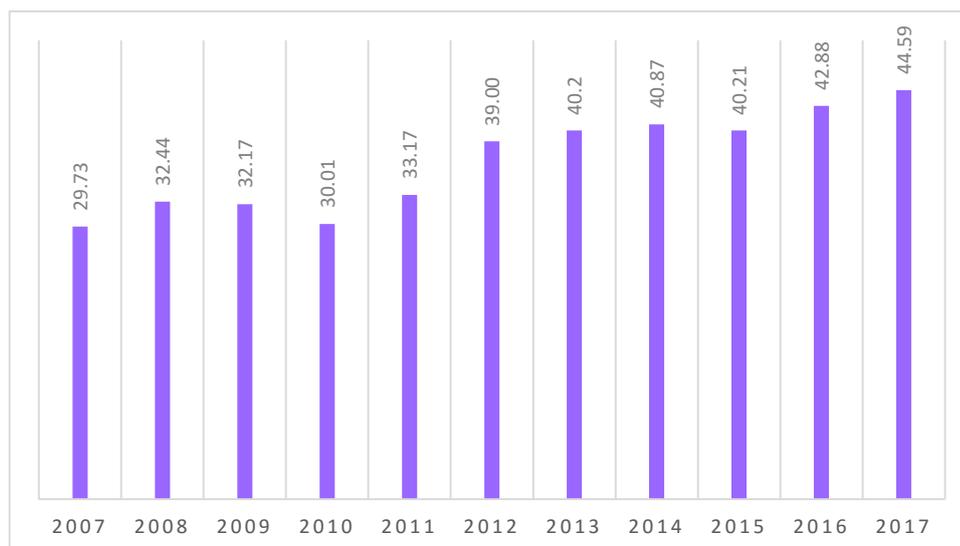
De la revisión de las cifras publicadas en la página web del COES<sup>9</sup> se obtuvieron las tarifas reguladas de los años 2007 al 2016, además se incluyó la tarifa del primer semestre del 2017 para una mayor precisión. Los datos obtenidos brindan una tarifa mensual, sin embargo, se ha obtenido el promedio anual por fines académicos, dichas cifras se encuentran en la Tabla 15.

**Tabla 15. Evolución de promedio anual de tarifa eléctrica 2006 - 2017**

Evolución de promedio anual de tarifa eléctrica 2006 al primer semestre de 2017	
Año	Promedio anual (\$./MWh)
2007	29.73
2008	32.44
2009	32.17
2010	30.01
2011	33.17
2012	39.00
2013	40.2
2014	40.87
2015	40.21
2016	42.88
2017	44.59

Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

<sup>9</sup> <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ValorizacionTransferenciaEP>. Última revisión 5/9/2017.



**Figura 22. Promedio anual de la tarifa eléctrica 2007 – 2017**

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**

De la Tabla 15 se observa que el promedio de la tarifa en barra del año 2007 es de 29.73 \$/MWh, cifra que aumentó a 42.88 \$/ MWh al año 2016, lo cual indica un crecimiento del 44% en ese periodo. Cabe señalar que el promedio de la tarifa en barra del primer semestre del 2017 es de 44.59 \$/ MWh, lo que implica un crecimiento de 49.9% con respecto al año 2007, es decir, casi se ha duplicado.

Por otro lado, del análisis de la Figura 22 se concluye que al año 2010 se tuvo la tarifa en barra más baja desde el año 2007, a partir de este punto (2010) la tarifa en barra ha ido aumentando progresivamente. Tengamos en cuenta que según lo señalado en el marco teórico la tarifa en barra no puede diferir en más del 10% del promedio de las licitaciones de energía, y que según se puede observar en la Tabla 8 dichas licitaciones empezaron a celebrarse a partir del año 2009.

#### **4.1.7. ¿Cómo ha evolucionado el precio de la energía en el mercado spot en el periodo 2007-2016?**

De la revisión de las cifras publicadas en la página del COES<sup>10</sup> se obtuvo la evolución del costo marginal anual (precio en el mercado spot) en

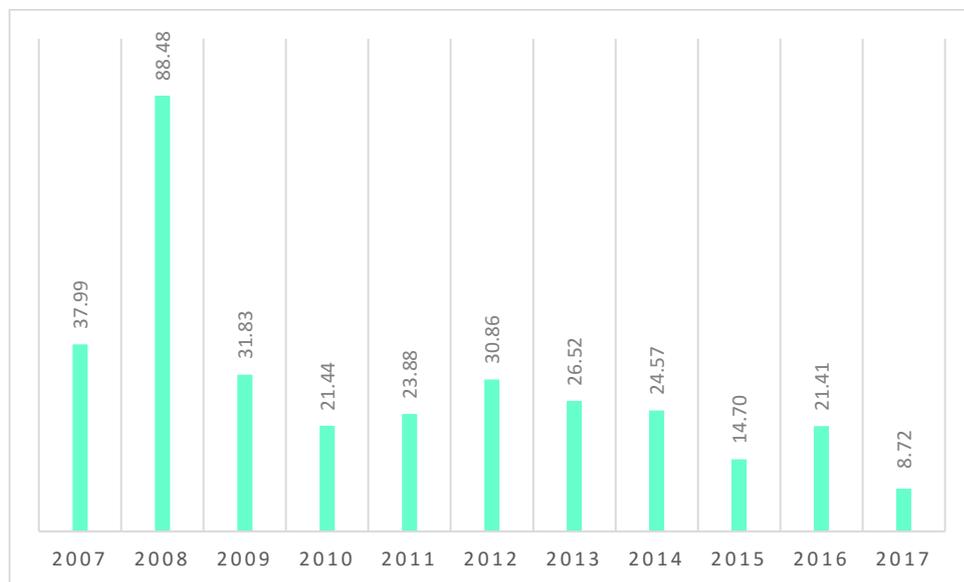
<sup>10</sup> <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ValorizacionTransferenciaEP>. Última revisión el 5/9/2017.

el periodo 2007 a 2016, además se incluyó la tarifa del primer semestre del 2017 para una mayor precisión.

**Tabla 16. Costo marginal ponderado del SEIN 2007-2017**

<b>Año</b>	<b>PROM ANUAL</b>
	<b>(\$/MWh)</b>
2007	37.99
2008	88.48
2009	31.83
2010	21.44
2011	23.88
2012	30.86
2013	26.52
2014	24.57
2015	14.70
2016	21.41
2017	8.72

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**



**Figura 23. Costo marginal ponderado del SEIN 2007-2017**

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**

De la Tabla 16 se observa que el costo marginal ponderado del SEIN al año 2007 era de 37.99 \$/MWh, costo que se vio incrementado

considerablemente el año siguiente (2008) llegando a 88.48 \$/MWh. Sin embargo, a partir del 2009 que disminuye a 31.83 \$/MWh, el costo no sufre grandes alteraciones, manteniéndose los siguientes años por debajo de dicha cifra. Cabe señalar que al primer semestre del año 2017 el costo marginal se encuentra en 8.72 \$/MWh, lo cual sería el costo más bajo alcanzado a la fecha, siendo seguido por el costo marginal del año 2015 que estuvo en 14.70 \$/MWh (será necesario esperar al final del año 2017 para ver si las cifras se mantienen).

Por otro lado, del análisis de la Figura 23 se aprecia que el costo marginal ponderado del SEIN ha ido a la baja a partir del año 2012, lo que casualmente coincide con el inicio de operación de las centrales de generación vinculadas a las licitaciones de energía supervisadas por Osinergmin (ver Tabla 8).

#### **4.1.8. ¿Cuál es la comparación entre costo de energía en el mercado spot y el precio de la tarifa en barra?**

En la Figura 24 obtenida de la página web COES<sup>11</sup> se puede contrastar la evolución de la tarifa en barra y el costo marginal.

---

<sup>11</sup> <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ValorizacionTransferenciaEP>.  
Última revisión el 5/9/2017.



**Figura 24. Costo marginal promedio y precio de energía en barra regulado mensual del SEIN 2006-2017**

Fuente: COES

De la Figura 24 se aprecia que del año 2006 al año 2009 la tarifa en barra ha estado por debajo del costo marginal, sin embargo, se aprecia que a partir del año 2010 la tarifa de energía ha tenido una pendiente creciente, mientras que el costo marginal tiene una pendiente decreciente. Es así que, a partir del año 2010 la tarifa en barra se mantuvo constantemente por encima del costo marginal, salvo un par de meses de los años 2012 y 2013.

**Discusión de resultados IV: diferencia de tarifas entre el mercado regulado y el mercado spot – Tabla 8, Tabla 15, Tabla 16, Figura 22, Figura 23 y Figura 24.**

Del análisis de la Figura 22 vemos que a partir del año 2010 la tarifa en barra ha ido en aumento, lo cual coincide con el inicio de los procesos de licitación de energía en el 2009. Por otro lado, de la Figura 23 se observa que el costo marginal ponderado del SEIN ha disminuido progresivamente a partir del año 2012, lo cual coincide con la entrada en operación de las centrales

propiciadas por las licitaciones de energía (Tabla 8.). Mientras que, de la Figura 24 se observa que hasta el año 2009 la tarifa en barra estuvo por debajo del costo marginal; sin embargo, a partir del 2010 la situación se invierte.

**En conclusión, a partir del 2010 la tarifa en barra pasó a ser mayor que el costo marginal, incrementándose progresivamente desde ese momento, esto coincide con el inicio de los procesos de licitación, lo que muestra indicios de que el incremento de la tarifa regulada se debe a las licitaciones de energía. Además, se observa una coincidencia entre el inicio de la disminución del costo marginal ponderado y la entrada en operación de las nuevas centrales de generación relacionadas a las licitaciones de energía.**

#### **4.1.9. ¿Cuánta de la demanda de generación está asegurada por las licitaciones de energía?**

De la revisión de las 18 licitaciones celebradas por las distribuidoras bajo la supervisión de Osinergmin, publicadas en su página web<sup>12</sup>, se obtuvo el resultado del número de licitaciones exitosas, el plazo de duración del suministro, y la cantidad de potencia adjudicada en los procesos de licitación supervisados por Osinergmin. Mientras que de lo señalado por Osinergmin (2016c) se obtuvo los datos de la potencia adjudicada en los procesos de licitación de energía celebrados por ProInversión.

---

<sup>12</sup> <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/licitaciones-y-subastas/licitaciones-de-energia>. Última revisión el 5/9/2017.

**Tabla 17. Potencia adjudicada en los procesos de licitación de energía**

Ítem	Año	Licitación	Plazo (Años)	Potencia adjudicada (MW)		
				Fija	Variable	Total
1	2009	LICITACIÓN EDELNOR ED-01-2009-LP: 2014 - 2021	8	1,010.71	202.142	1,212.85
2	2009	LICITACIÓN EDELNOR ED-02-2009-LP: 2014 – 2023	10	551.877	110.379	662.256
3	2009	LICITACIÓN EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014 - 2025	12	541.572	108.317	649.889
4	2009	LICITACIÓN DISTRILUZ: 2013 – 2022	10	465.113	93.025	558.138
5	2010	LICITACIÓN LDS-01-2010-LP: 2014 – 2023	10	557.984	111.581	669.565
6	2010	LICITACIÓN ELD-01-2010-LP: 2014 – 2018	4 y 11 meses	24.908	4.982	29.89
7	2011	LICITACIÓN LDS-01-2011-LP: 2018 - 2027	10	323.343	64.661	388.004
8	2012	LICITACIÓN EDN-01-2012-LP: 2016 - 2027	12	133.999	26.801	160.8
9	2015	LICITACIÓN ED-01-2015-LP: 2022 – 2031	10	249.998	50.002	300
10	2009	Energía de centrales hidroeléctricas ProInversión	15	168	-	168
11	2011	Energía de centrales hidroeléctricas ProInversión	15	544	-	544
Total potencia adjudicada				4,571.50	771.89	5,343.39

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**

De la revisión de la Tabla 17 se obtiene que de las 18 licitaciones de energía convocadas por las distribuidoras y supervisadas por Osinergmin, 9 han concluido con el otorgamiento de la buena pro, estas se celebraron entre los años 2009 y 2015, resultando con una potencia adjudicada total de 4,631.391 MW. Así mismo, se observa que el periodo de suministro que abarca el total de las licitaciones celebradas es del 2013 al 2031, siendo los plazos de duración de suministro en promedio de 10 años. Mientras que, a

raíz de las dos licitaciones de energía celebradas por ProInversión en los años 2009 y 2011 se adjudicó una potencia total de 712 MW, siendo la duración del suministro de 15 años. En total, a través de las licitaciones de energía se ha adjudicado un total de 5,343.39 MW de potencia.

#### 4.1.10. ¿Cuántas generadoras han ganado las licitaciones de energía?

De la revisión del otorgamiento de la buena pro de cada una de las licitaciones de energía celebradas por las empresas distribuidoras bajo la supervisión de Osinergmin, publicadas en su página web<sup>13</sup>, y de la revisión de las licitaciones celebradas por ProInversión, publicadas en su página web<sup>14</sup> se obtuvo el total de empresas que han ganado las subastas.

**Tabla 18. Empresas ganadoras de los procesos de licitación de energía**

Ítem	Empresa	Potencia adjudicada	N° de licitación
1	ELECTROPERÚ	580.000	1,4,9
2	ENERSUR	753.803	1,2,3,4,7
3	KALLPA GENERACIÓN	590.001	1,2,8
4	TERMOCHILCA SAC	184.300	1
5	EEPSA	71.696	1,2,3,8,9,
6	EDEGEL	802.800	1,2,3,8,9,
7	CHINANGO	135.000	1,2,3
8	EGASA	210.305	1,2,3,5
9	SDF ENERGÍA	18.000	4,9
10	EGENOR	174.001	4,5
11	TERMOSELVA	165.003	4,5
12	CELEPSA	35.002	4,7,9
13	EGEMSA	20.000	4
14	SN POWER	62.000	4
15	SAN GABÁN	15.000	5,9
16	FÉNIX POWER	438.089	5,7,8
17	S. MINERA CORONA	4.500	5
18	EGESUR	42.000	5,7

<sup>13</sup> <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/licitaciones-y-subastas/licitaciones-de-energia>. Última revisión el 5/9/2017.

<sup>14</sup> <http://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaStandard.aspx?are=0&prf=2&jer=7649&sec=22>. Última revisión el 20/9/2017.

19	E.G.E. MACHUPICCHU	29.890	6
20	CERRO DEL ÁGUILA	483.001	7,9, ProInversión
21	EGE JUNÍN	3.000	8
22	HIDROELÉCTRICA MARAÑÓN	14.000	9
23	C.H. CHAGLLA	284.000	ProInversión
24	C.H. PUCARÁ	60.000	ProInversión
25	C.H. CHEVES	168.000	ProInversión
<b>Total potencia adjudicada</b>		<b>5343.391</b>	

Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

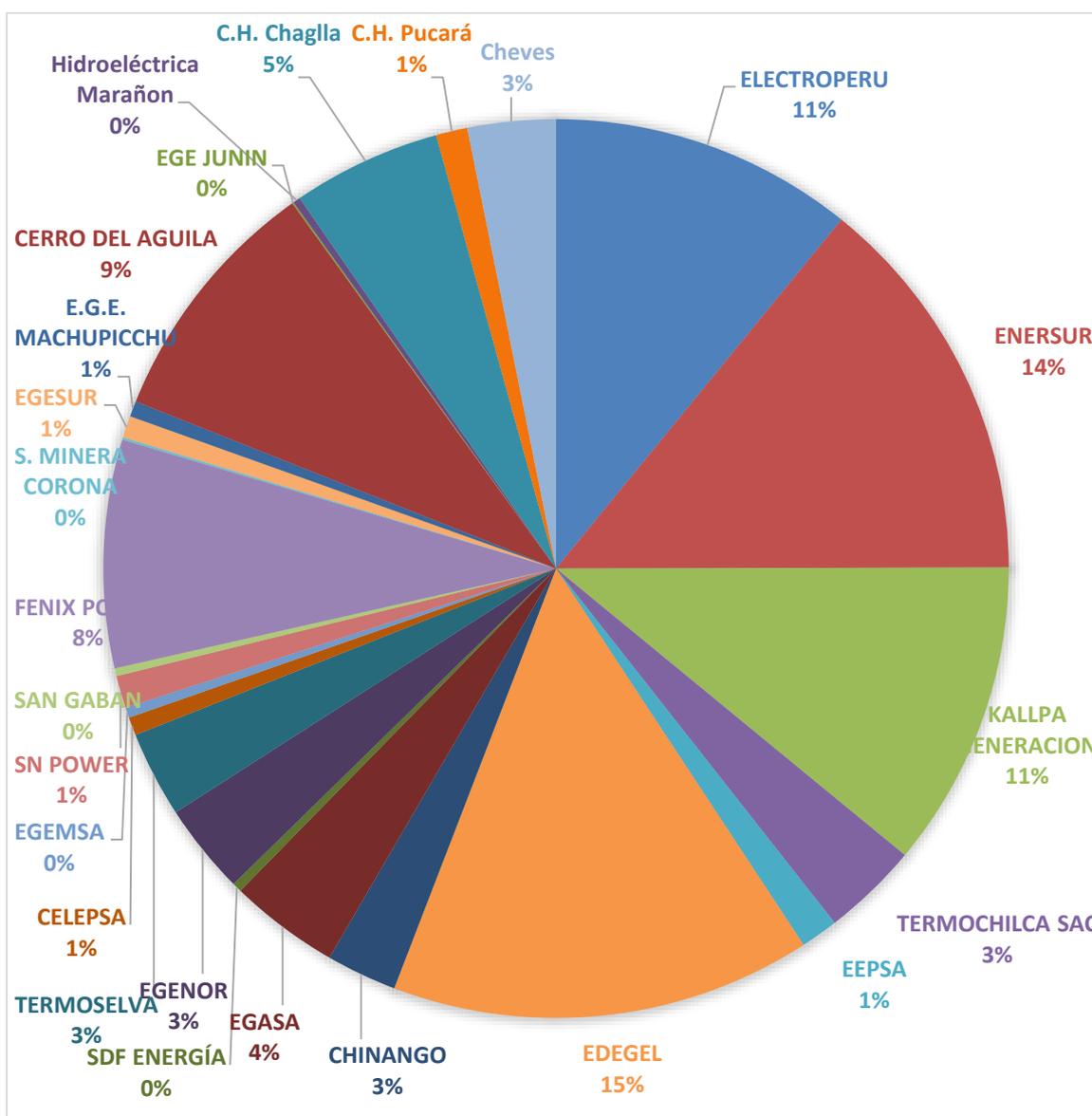


Figura 25. Empresas ganadoras de los procesos de licitación supervisados por Osinergmin

Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

De la revisión de la Tabla 18 se aprecia que a un total de 25 empresas han resultado ganadoras de los procesos de licitación de energía, 22 en los procesos supervisados por Osinergmin y 4 en los procesos realizados por ProInversión (Cerro del Águila en ambos tipos de licitaciones). Se observa que, las empresas generadoras Termochilca, Egemsa, SN Power, S. Minera Corona, EGE Machu Picchu, EGE Junín, Hidroeléctrica Marañón, Central Hidroeléctrica Chaglla, Central Hidroeléctrica Pucará y Central Hidroeléctrica Cheves han ganado una licitación. Mientras que, las empresas generadoras SDF Energía, Egenor, Termoselva, San Gabán y Egesur han ganado dos licitaciones. Así mismo, las empresas generadoras Electroperú, Kallpa Generación, Chinango, Celepsa, Fénix Power y Cerro del Águila han ganado tres licitaciones. Mientras que, la empresa de generación Egasa ha ganado cuatro licitaciones. Por otro lado, las empresas de generación Enersur, Eepsa y Edegel han ganado cinco licitaciones.

De la Figura 25 se concluye que las empresas que cuentan con una mayor potencia adjudicada son Fénix Power con un 8%, Cerro del Águila con un 9%, Electroperú con 11%, Kallpa Generación con 11%, Enersur con 14% y Edegel con 15% del total de la potencia adjudicada.

**Discusión de resultados V: éxito de las licitaciones de energía – Tabla 17, Tabla 18, Figura 24 y Figura 25.**

Se aprecia que once licitaciones han culminado con éxito (dos de ellas celebradas por ProInversión), habiéndose adjudicado una potencia total de 5343.391 MW, las empresas a las que se han otorgado la buena pro son 25, las empresas con más potencia adjudicada son también las que han resultado ganadoras en más licitaciones. **Se puede concluir que, las licitaciones han resultado exitosas y se ha contado con la participación de un número considerable de empresas de generación.**

#### 4.1.11. ¿Cuánta potencia de las centrales de generación está contratada por las distribuidoras por año?

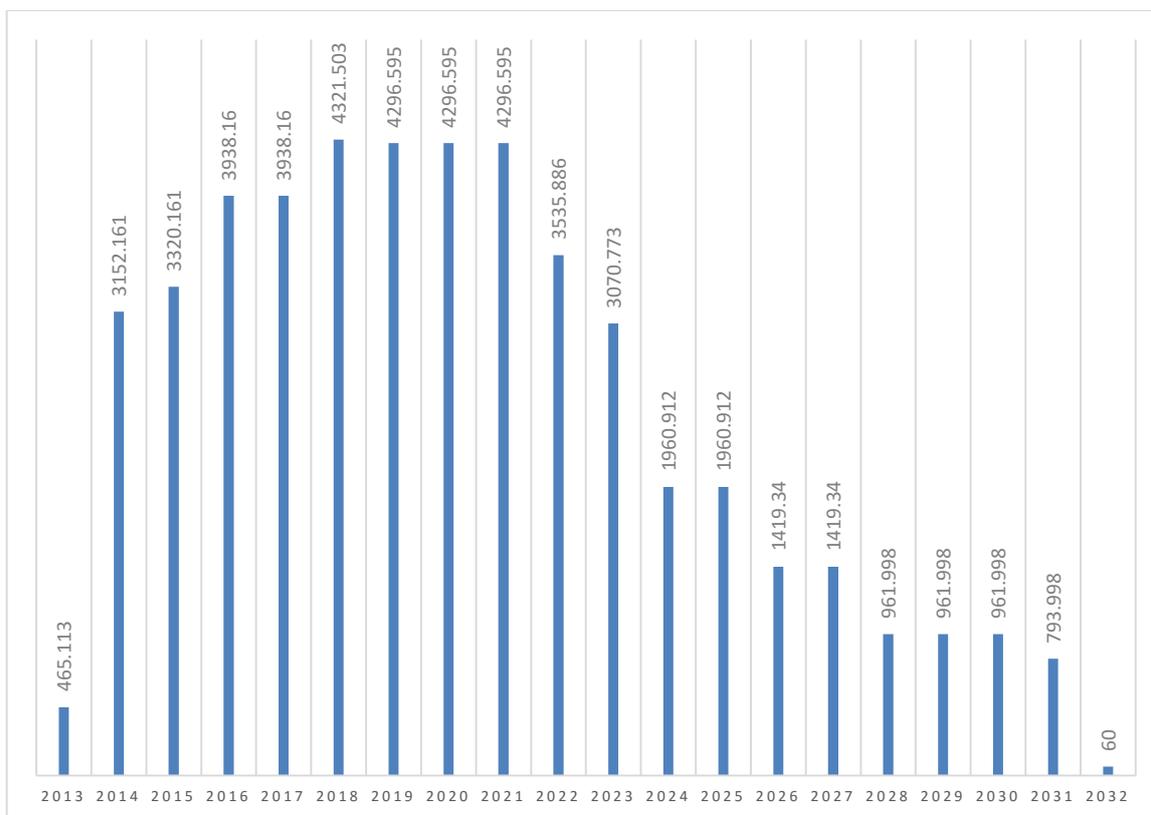
De la revisión de cada una de las licitaciones celebradas por las empresas distribuidoras bajo la supervisión de Osinergmin, publicadas en su página web<sup>15</sup>, y de la información brindada por Osinergmin (2016c: 19) respecto a las licitaciones celebradas por ProInversión, se obtuvo el resultado de la cantidad de potencia anual que se encuentra asegurada por las licitaciones de energía.

**Tabla 19. Potencia contratada anual por las distribuidoras como resultado de las licitaciones de energía**

<b>Etiquetas de fila</b>	<b>Suma de POTENCIA</b>
2013	465.113
2014	3152.161
2015	3320.161
2016	3938.16
2017	3938.16
2018	4321.503
2019	4296.595
2020	4296.595
2021	4296.595
2022	3535.886
2023	3070.773
2024	1960.912
2025	1960.912
2026	1419.34
2027	1419.34
2028	961.998
2029	961.998
2030	961.998
2031	793.998
2032	60
<b>Total general</b>	<b>49132.198</b>

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**

<sup>15</sup> <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/licitaciones-y-subastas/licitaciones-de-energia>. Última revisión el 5/9/2017.



**Figura 26. Potencia contratada anual por las distribuidoras como resultado de las licitaciones de energía**

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**

Si bien el sistema de contratación mediante licitaciones de energía se implementó en el 2007 las licitaciones se celebraron a partir del 2009, como se realizan con mínimo tres años de anticipación el suministro inició en el 2013.

Del análisis de la Figura 26 se observa que la máxima potencia contratada se encuentra en el periodo del 2018 con una potencia total contratada de 4,321.503 MW, seguido por el periodo de 2019 al 2021 con una potencia total contratada de 4,296.595 MW, mientras que para el 2022 se reduce a 3,535.886 MW. A partir del 2022 la potencia contratada empieza a disminuir progresivamente, al 2023 la potencia contratada es de 3,070.773 MW, para el 2024 y 2025 es de 1,960.912 MW, para el 2026 y 2027 existe una potencia contratada de 1,419.34 MW, del 2028 al 2030 se cuenta con una

potencia contratada de 961.998, para el 2031 se tiene contratada una potencia de 793.998 MW y finalmente, para el 2032 se cuenta con una potencia contratada de 60 MW.

**Discusión de resultados VI: demanda asegurada por licitaciones anualmente – Tabla 19 y Figura 26.**

**Se puede concluir que las licitaciones han cumplido con el objetivo de asegurar a largo plazo el suministro de energía y una tarifa estable.** Así mismo, se observa que la potencia adjudicada disminuye a partir del año 2021, esto implica que deben llevarse a cabo procesos de licitación de energía a fin de satisfacer la demanda de los años siguientes, puesto que la potencia adjudicada disminuye considerablemente. Tengamos en cuenta que estos procesos deben celebrarse con mínimo tres años de anticipación, es decir, al 2019 como máximo deben iniciarse los procesos licitatorios para poder satisfacer la demanda del año 2022.

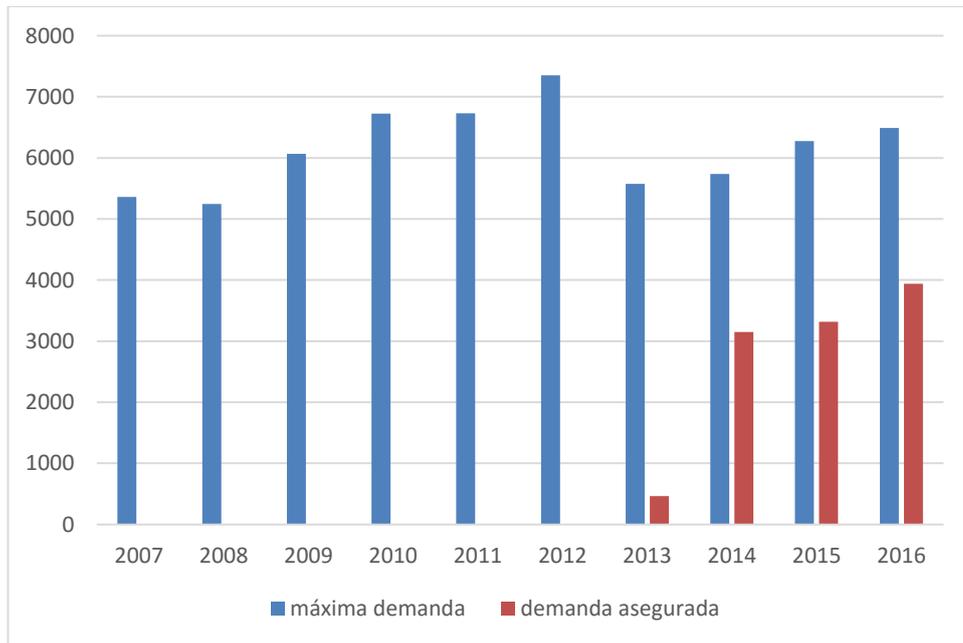
**4.1.12. ¿Cuánta de la demanda máxima estuvo asegurada por las licitaciones de energía en el periodo 2007 - 2016?**

De la contraposición de los datos obtenidos de la máxima demanda (Tabla 13) y el total de demanda asegurada por las licitaciones de energía (Tabla 19), se pudo determinar cuánta de la demanda estaba asegurada por estos procesos licitatorios.

**Tabla 20. Potencia asegurada por licitaciones de energía en proporción a la demanda máxima 2007-2016**

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
máxima demanda	5363.4	5248.7	6064.5	6727.1	6729.8	7352.3	5575.4	5737.3	6275	6492.4
demanda asegurada	0	0	0	0	0	0	465.113	3152.11	3320.11	3,938.16

Fuente Osinergmin. Elaboración propia.



**Figura 27. Potencia asegurada por licitaciones de energía en proporción a la demanda máxima 2007-2016**

Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

De la Figura 27 se advierte que se contó con demanda asegurada por licitaciones de energía recién a partir del año 2013. Es así que, al año 2013 la máxima demanda fue de 5,574.4 MW, de esta demanda 465.113 MW estaban asegurados por las licitaciones de energía, lo cual representa un 8.34% de la máxima demanda. Posteriormente, al año 2014 la máxima demanda fue de 5,737.3 MW, de esta demanda 3,152.11 MW estaban asegurados por las licitaciones de energía, lo cual representa un 54.94% de la demanda máxima. Mientras que, al año 2015 la máxima demanda fue de 6,275 MW, de esta demanda aproximadamente 3,320.11 MW estaban asegurados por las

licitaciones de energía, lo cual representa un 52.91% de la demanda máxima. Finalmente, al año 2016 la máxima demanda fue de 6,492.4 MW, de esta demanda 3,938.16 MW estaban asegurados por las licitaciones de energía, lo cual representa aproximadamente un 60.65% de la demanda máxima. Esto quiere decir, a partir del año 2014 el total de la potencia adjudicada representa entre el 50% y 60% de la máxima demanda.

**Discusión de resultados VII: aumento de la potencia asegurada y disminución del costo marginal promedio - Tabla 16, Tabla 20, Figura 23 y Figura 27.**

De la Figura 23 se observa que después del año 2013 el costo marginal promedio empieza a descender, esto coincide con la entrada en el 2013 de la potencia asegurada por las licitaciones de energía (Figura 27). Además, tengamos en cuenta que en el estudio del mercado eléctrico realizado por la consultora contratada por Osinergmin: CEPA-NEGLI (2016), señala que como algunas centrales cuentan con gran parte de su demanda asegurada tienen incentivos para declarar precios bajos, lo cual provoca la caída del precio Spot.

**Se puede concluir que, existen indicios que sugieren que la existencia de demanda que está asegurada por las licitaciones de energía ha influenciado en la disminución del costo marginal promedio del SEIN.**

**4.1.13. ¿Cómo ha evolucionado el número de clientes libres desde el año 2008 al año 2016?**

De la revisión de la página web del Osinergmin<sup>16</sup>, se obtuvieron los datos de la cantidad de clientes libres desde el año 2008 al año 2016, haciéndose la distinción según su proveedor (empresas distribuidoras o generadoras). Se incluyeron las cifras a junio del 2017 para tener mayor

---

<sup>16</sup> <http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>. Última revisión 5/9/2017.

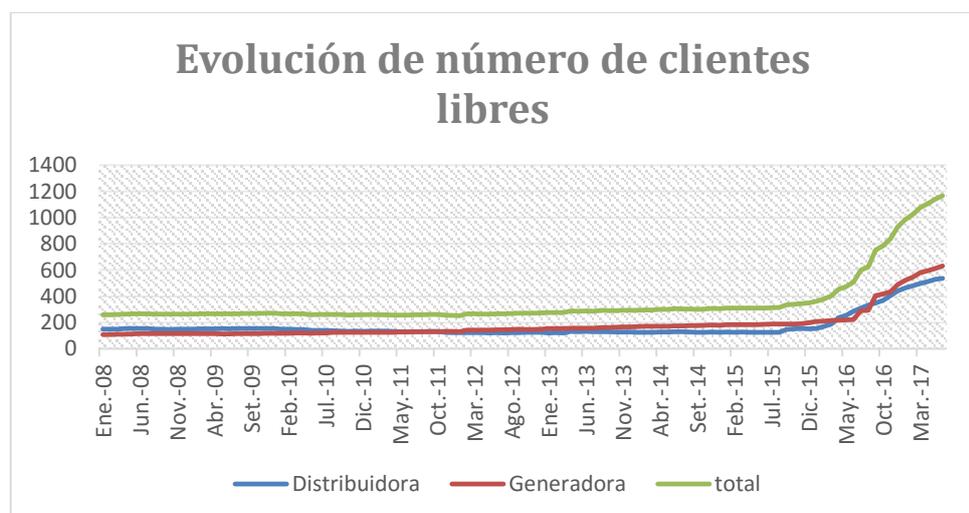
información. No están incluidas las cifras del 2007 porque los datos no estaban en los registros.

Por otro lado, para la elaboración de la Tabla 21 se optó por tomar las cifras de los meses de junio como referencia, esto debido a que incluir las cifras de cada mes hubiera sido excesivo. Mientras que, la Figura 28 se elaboró con los datos de todos los meses.

**Tabla 21. Evolución de usuarios libres 2008-2017**

Número de usuarios libres – JUNIO			
Año	Distribuidora	Generadora	Total
2008	153	114	267
2009	152	113	265
2010	139	121	260
2011	128	128	256
2012	122	144	266
2013	132	157	289
2014	130	174	304
2015	125	185	310
2016	285	223	508
2017	536	631	1167

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**



**Figura 28. Evolución de usuarios libres 2007-2017**

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**

De la Tabla 21 se observa que al mes de junio del 2008 había un total de 267 usuarios libres, no obstante, al mes de junio del 2011 el número de usuarios libres había disminuido a 256. Sin embargo, a partir de este momento el número de clientes libres empieza a aumentar, notándose un mayor incremento a partir del año 2015 en el que al mes de junio habían 310 clientes libres, pasando a ser 508 a junio del 2016 y finalmente a 1,176 en el mes de junio del 2017. Es decir, del año 2008 al 2011 el número de clientes libres se había duplicado, esto es en un periodo de tres años. Mientras que, al año 2016 el número de clientes libres es también el doble de los que había en el año 2011, esto sucedió en el lapso de cinco años. Finalmente, se observa que de junio del año 2016 a junio del año 2017 el número de clientes libres se había poco más que duplicado, esto en solo un año.

De la revisión de la Figura 28 se aprecia que del año 2008 al año 2014 no existe una variación considerable en el número de clientes libres, sin embargo, a partir del año 2015 la curva se hace considerablemente pronunciada llegando a ser de aproximadamente tres veces más al 2017 con respecto al año 2015. Por otro lado, se observa que en el 2008 las empresas distribuidoras tenían más clientes libres que las empresas generadoras, esta situación se invierte a partir del año 2011, salvo por un pequeño periodo del año 2016.

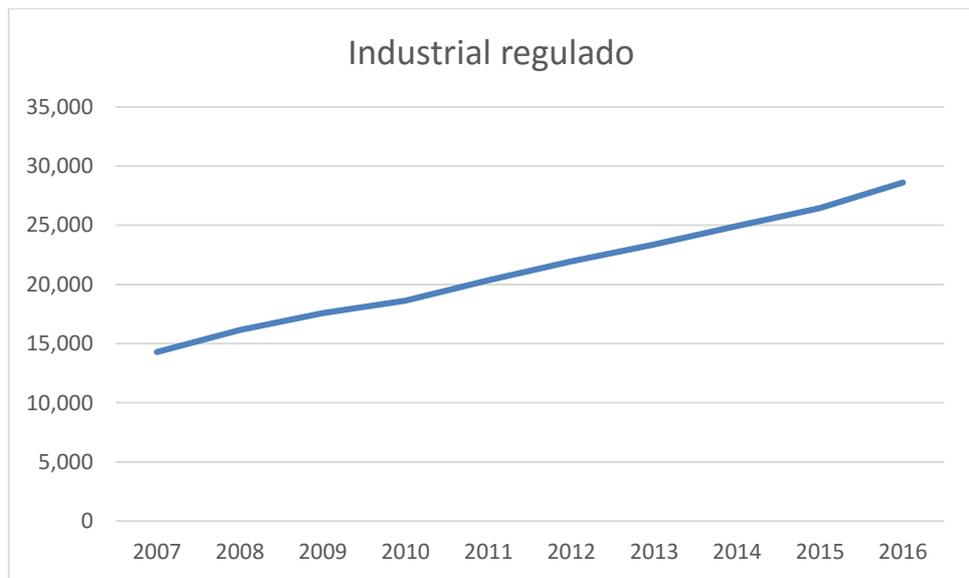
#### **4.1.14. ¿Cómo ha evolucionado el número de clientes regulados desde el año 2007 al año 2016?**

De la revisión de los Anuarios Estadísticos de Osinergmin del año 2007 al año 2016 se obtuvieron los datos de la evolución del número de clientes regulados, se ha optado por la diferenciación de clientes por tipo de uso que son: alumbrado público, comercial, industrial y residencial. Siendo los clientes con mayor consumo de energía los usuarios comerciales e industriales, lo cuales se han tomado en cuenta para la presente investigación.

**Tabla 22. Evolución del número de clientes regulados comerciales e industriales del 2007-2016**

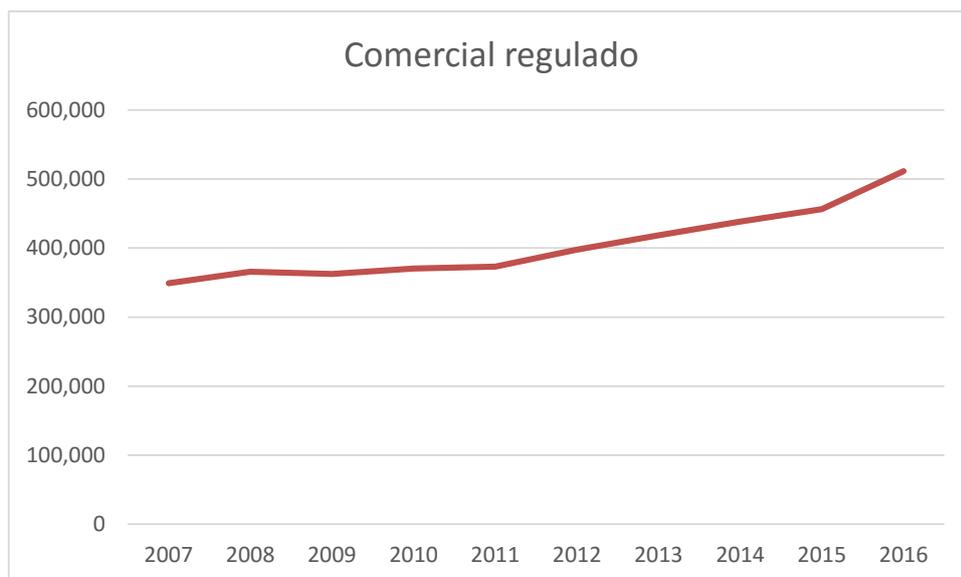
<b>Año</b>	<b>Industrial regulado</b>	<b>Comercial regulado</b>
2007	14,292	349,164
2008	16,141	365,904
2009	17,576	362,484
2010	18,632	370,540
2011	20,347	373,029
2012	21,943	397,497
2013	23,371	418,355
2014	24,948	438,246
2015	26,461	456,446
2016	28,609	511,387

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**



**Figura 29. Evolución del número de clientes industriales regulados 2007-2016**

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**



**Figura 30. Evolución del número de clientes comerciales regulados 2007-2016**

**Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.**

De la Tabla 22 se observa que del año 2007 al año 2016 el número de clientes industriales regulados se ha poco más que duplicado, mientras que el número de clientes comerciales regulados ha aumentado aproximadamente un 46% desde el año 2007 al año 2016. Debido a que el número de clientes regulados comerciales es mucho mayor al número de clientes industriales, se ha optado por elaborar dos gráficos distintos, a fin que el gran número de clientes comerciales no nos impida ver el crecimiento de los clientes industriales.

De la revisión de la Figura 29 se observa que el número de los clientes industriales regulados ha tenido un crecimiento constante y regular. Por otro lado, en la Figura 30 se aprecia que la curva de crecimiento de los clientes comerciales se hace más pronunciada del año 2015 al año 2016.

#### **4.1.15. ¿Cómo ha evolucionado el consumo de energía de clientes libres y clientes regulados desde el año 2007 al año 2016?**

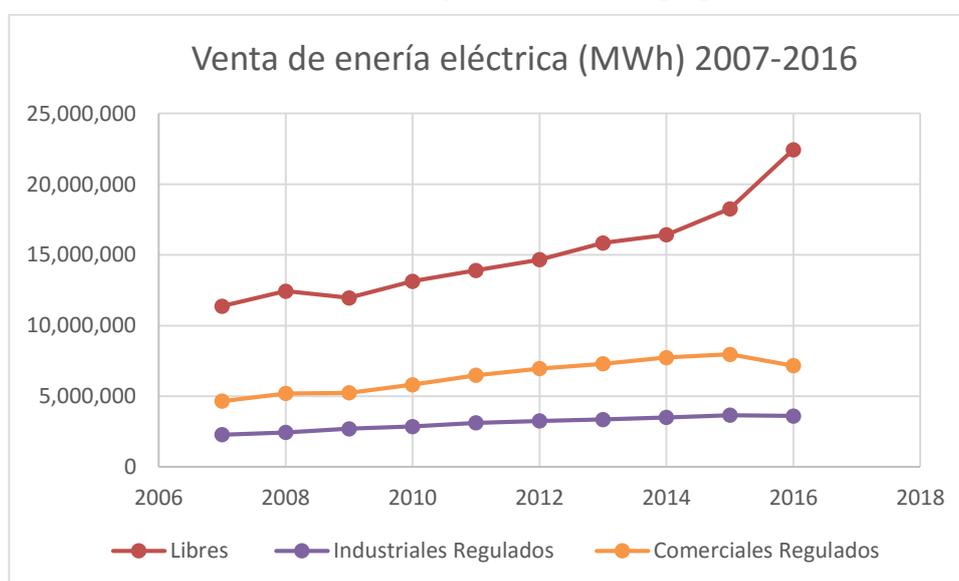
De la revisión de los Anuarios Estadísticos de Osinergmin del año 2007 al año 2016 se obtuvo los datos de la venta de energía a los usuarios libres y regulados, esto nos ha permitido ver la evolución del consumo de energía de

dichos clientes. En el caso de los usuarios regulados solo se ha tomado en consideración a los comerciales e industriales que son los que realizan un mayor consumo.

**Tabla 23. Evolución del consumo de energía de clientes libres y clientes regulados del año 2007 al año 2016**

Año	Libres	Industriales Regulados	Comerciales Regulados
2007	11,370,416	2,279,114	4,651,201
2008	12,437,262	2,439,476	5,199,281
2009	11,958,275	2,696,648	5,243,609
2010	13,135,550	2,862,715	5,817,376
2011	13,903,971	3,117,524	6,484,824
2012	14,660,802	3,257,289	6,961,418
2013	15,841,046	3,354,255	7,301,960
2014	16,418,668	3,499,210	7,735,292
2015	18,262,100	3,660,336	7,965,586
2016	22,435,948	3,606,611	7,166,356

Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.



**Figura 31. Evolución del consumo de energía de clientes libres y clientes regulados del año 2007 al año 2016**

Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

De la Figura 31 se observa que el consumo de energía de los clientes libres sufrió una caída en el año 2009 coincidiendo con la disminución en el

crecimiento del PBI del Perú (Figura 11), a partir de ese momento el consumo de los clientes libres aumenta consecutivamente; sin embargo, del año 2014 al año 2016 la curva se hace mucho más pronunciada, en especial en el último año. Por el contrario, en el caso de los clientes regulados se aprecia una caída de la curva del año 2015 al año 2016 que es mucho mayor en el caso de los clientes comerciales.

En la Tabla 23 podemos ver que el consumo de energía de los clientes libres pasa a ser de 18'262,100 MWh en el 2015 a 22'435,948 MW/h en el 2016, lo que implica un crecimiento de 4'173,848 MWh en un año, un incremento del 22% al año 2016 con respecto al consumo del 2015. En el caso de los clientes regulados industriales el consumo de energía pasa de ser 3'660,336 MWh en el 2015 a 3'606,611 MWh en el 2016, lo que implica una caída de 53,725 MWh. En el caso de los clientes regulados comerciales el consumo de energía pasa a ser de 7'965,586 MWh en el 2015 a 7'166,356 MWh en el 2016, lo que implica una caída de 799,230 MWh. En conjunto, el consumo de energía de los usuarios regulados industriales y comerciales cae 852,955 MWh del año 2015 al año 2016.

**Discusión de resultados VIII: migración de usuarios regulados a clientes libres - Tabla 21, Tabla 22, Tabla 23, Figura 28, Figura 29, Figura 30 y Figura 31.**

De la Figura 28 se observa que del 2015 al 2016 ha aumentado considerablemente el número de clientes libres, mientras que el crecimiento de los clientes regulados (Figura 29 y Figura 30) se ha mantenido constante, sin hacerse evidente ninguna variación que llame la atención. Por otro lado, podemos apreciar en la Figura 31 que del año 2015 al año 2016 el consumo de energía de los clientes libres aumentó considerablemente, mientras que el consumo de los usuarios regulados sufrió una caída en el mismo período por un total de 852,955 MWh.

**En este sentido, el aumento del número de clientes libres, el crecimiento del consumo de energía de los clientes libres y la caída en el consumo de energía de los clientes regulados sugiere que ha existido una migración de clientes regulados a libres que ha afectado el consumo de energía de los clientes regulados. Además, las empresas distribuidoras han contratado energía por un periodo de tiempo prolongado considerando que el consumo de los usuarios iría en aumento.**

## **4.2. Validación de hipótesis**

### **4.2.1. Validación de la hipótesis general**

#### **Hipótesis general:**

“Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han contribuido a la sobreoferta de capacidad instalada en el mercado eléctrico peruano.”

Del análisis de la información obtenida en la presente investigación se observa que, la implementación de las licitaciones ha ocasionado la entrada en operación de siete nuevas centrales de generación, que en total suman una capacidad instalada de 2,271.9 MW, siendo responsables del 32% del crecimiento de la capacidad instalada del SEIN entre el año 2007 y el año 2016.

Pero, dicho crecimiento no ha sido proporcional con el crecimiento de la demanda de energía, que ha ido a un ritmo menor. Sin embargo, también debemos considerar la alta probabilidad de que el menor crecimiento de la demanda de energía se deba a la crisis financiera que inició en el 2009, lo cual redujo el crecimiento de la actividad económica y en consecuencia el consumo de energía en el Perú, crisis que aún seguimos luchando por superar.

**En consecuencia, podemos deducir que las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han contribuido a la sobreoferta en la capacidad instalada del mercado eléctrico, sin embargo esto solo fue posible debido a que el consumo de energía eléctrica fue menor al proyectado a causa de la crisis económica iniciada en el año 2009 y una errada proyección del futuro crecimiento de la economía peruana.**

#### **4.2.2. Validación de las hipótesis específicas**

##### **Hipótesis específica 1:**

“Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han contribuido a la caída del precio de la energía en el mercado spot”.

Del análisis de la información obtenida en la presente investigación se observa que las licitaciones de energía han tenido éxito asegurando el suministro de energía y una tarifa estable para los usuarios regulados, contando con la participación de un considerable número de empresas de generación que han obtenido la buena pro, y por lo tanto cuentan con una demanda asegurada.

La existencia de una demanda asegurada y por lo tanto un ingreso asegurado para las centrales de generación, suprimió el principal riesgo de las centrales de generación que es “no poder predecir sus flujos futuros de ingresos”. Esto ha dado lugar a que las empresas de generación tengan incentivos para declarar ante el COES un costo marginal menor al real con el fin de tener preferencia en el orden de despacho, teniendo en cuenta que existe una sobreoferta y solo operarán las centrales más económicas, lo que en consecuencia redundará en la baja del precio de la energía en el mercado spot.

Dicha afirmación se respalda al observar que desde la celebración de las primeras licitaciones de energía y la entrada en operación de las nuevas centrales de generación relacionadas con estas el precio de la energía en el mercado spot ha disminuido considerablemente.

**En consecuencia, podemos deducir que las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han contribuido a la caída del precio de la energía en el mercado spot, esto debido a que ha eliminado el riesgo de demanda de las empresas de generación, lo cual sumado a la existencia de una sobreoferta en el mercado eléctrico ha llevado a las centrales de generación a declarar costos marginales menores a los reales con el fin de poder operar.**

#### **Hipótesis específica 2:**

“Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han contribuido a que las empresas de distribución tengan una sobrecontratación de potencia y energía”.

Del análisis de la información obtenida en la presente investigación se observa que a partir del año 2010 el costo de la energía para los usuarios regulados pasó a ser mayor que el costo de la energía en el mercado spot, diferencia que se fue acrecentando con el paso de los años, esta situación coincide con el inicio de los procesos de licitación.

Así mismo, se observa que el número de clientes libres ha aumentado considerablemente en los últimos años, en especial a partir del año 2015, al igual que el consumo de energía de estos, mientras que el consumo de energía de los clientes regulados ha ido a la baja en el mismo periodo. Esta situación sugiere una migración por parte de los usuarios regulados que consumen la energía suficiente para poder elegir ser clientes libres, ello debido a que el precio que pagan por energía siendo clientes regulados es mucho mayor al que pagarían siendo clientes libres. Es así que, en el año 2016 los usuarios

regulados comerciales e industriales consumieron 852,955 MWh menos que en el año 2015.

**En consecuencia, podemos deducir que las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han contribuido a que las empresas de distribución tengan una sobrecontratación de potencia y energía, esto debido a que ha contribuido a la migración de los usuarios regulados a clientes libres a causa de la baja del precio spot y el incremento progresivo de la tarifa de los usuarios regulados. Siendo así que, en al año 2016 los usuarios comerciales e industriales regulados consumieron menos energía que el año anterior, energía que ya había sido contratada con las empresas de generación.**

## CONCLUSIONES

1. Las licitaciones de energía se implementaron con el fin de que el precio de la energía se fije a través de mecanismos de mercado, limitando el riesgo regulatorio y permitiendo que el sistema de precios brinde mejor información sobre la escasez del producto entre los agentes del mercado. A través de este mecanismo las empresas de distribución someten a subastas sus requerimientos de energía, y las empresas de generación ofrecen el precio que consideran conveniente ganando las ofertas más bajas, sin embargo, para asegurar que las ofertas no sean demasiado altas Osinergmin fija un precio tope.

2. Con las licitaciones de energía el Estado deseaba promover la inversión en generación eléctrica. De los resultados obtenidos en la investigación se verifica que se ha logrado dicho objetivo, puesto que a raíz de las licitaciones se ha promovido la incorporación de siete nuevas centrales de generación hasta el año 2016, con una capacidad instalada total de 2,271.9 MW, mientras que para finales del año 2017 el total de nuevas centrales será de nueve con una capacidad instalada nueva total de 2,468.3 MW.

3. Las licitaciones de energía celebradas han tenido éxito, once de estas han culminado con el otorgamiento de la buena pro (dos de ellas celebradas por ProInversión), resultando en la adjudicación de un total de 5343.391 MW divididos entre 25 empresas de generación. El periodo de suministro inició en el 2013 y culmina en el 2032, observándose una disminución en la potencia adjudicada a partir del año 2021, lo que nos permite verificar que las licitaciones de energía han cumplido con asegurar el suministro de energía para los usuarios regulados a largo plazo, además de una tarifa estable.

4. Con respecto a la intervención del Estado a través de ProInversión para promover la inversión en generación hidroeléctrica, se concluye que pese a haber cumplido con promover la inversión en generación hidroeléctrica dicha intervención fue inadecuada, puesto que las licitaciones de energía pretenden ser un mecanismo de mercado mediante el cual el precio

se fije en base a las señales del mismo mercado, en las que las empresas distribuidoras debían someter a licitación sus requerimientos de energía teniendo en cuenta sus necesidades. Sin embargo, los procesos de licitación de energía celebrados por ProInversión se llevaron a cabo considerando más bien las necesidades del Estado en lugar de las de la demanda, obligando así a las empresas de distribución estatales a adquirir la energía adjudicada pese a que ya contaban con energía contratada.

5. Las licitaciones de energía celebradas por las distribuidoras bajo supervisión de Osinergmin y las celebradas por ProInversión han sido responsables del 32% del crecimiento de la capacidad instalada del SEIN en el periodo 2007 al 2016, puesto que la capacidad instalada ha crecido 7,012 MW en ese periodo, de los cuales 2,271.90 MW son centrales relacionadas con las licitaciones de energía.

6. Existe una sobreoferta en generación eléctrica, lo cual se hizo más evidente entre el 2015 y 2016, en la que se aprecia un gran crecimiento del margen de reserva del mercado eléctrico, pasando de ser de 38% en el 2015 a 69% en el 2016. Dicho crecimiento coincide con la entrada en operación de 931 MW correspondientes a las centrales hidroeléctricas de Chaglla y Cerro del Águila que han sido construidas a raíz de las licitaciones celebradas por ProInversión, potencia que representa el 37.8% del crecimiento de la oferta de electricidad del año 2015 al año 2016. Esta situación de sobreoferta se debe a un consumo de energía eléctrica menor al proyectado (a causa de la crisis económica iniciada en el año 2009) y a una errada proyección del futuro crecimiento de la economía peruana.

7. A partir del 2010 la tarifa en barra pasó a ser mayor que el costo marginal de producción de electricidad, mientras que los años anteriores se había mantenido por debajo. El incremento de la tarifa en barra coincide con el inicio de los procesos de licitación. Además, a partir de la entrada en operación de las nuevas centrales de generación relacionadas a las licitaciones de energía el costo marginal ponderado de la energía inició un descenso.

8. Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han contribuido a la caída del precio de la energía en el mercado spot, esto debido a que ha eliminado el riesgo de demanda de las empresas de generación, lo cual sumado a la existencia

de una sobreoferta en el mercado eléctrico ha llevado a las centrales de generación a gas natural a declarar costos marginales menores a los reales con el fin de poder operar.

9. Entre el periodo 2015-2016 ha aumentado considerablemente el número de clientes libres, mientras que el crecimiento de los clientes regulados no ha sufrido ninguna variación que resulte evidente. Sin embargo, si se aprecia una disminución en el consumo de electricidad de los usuarios regulados industriales y comerciales, habiendo sufrido una caída de 852,955 MWh al 2016 con respecto al 2015. Este incremento de clientes libres coincide con un precio marginal de energía mucho más bajo que la tarifa en barra (precio de clientes regulados), lo que evidencia una migración de clientes regulados a libres, lo mismo que se traduce en una sobrecontratación de potencia y energía por parte de las empresas de distribución.

## RECOMENDACIONES

1. Se recomienda continuar con la suspensión de los procesos de licitación de energía por el momento, pero debemos estar atentos a la entrada de nuevas inversiones a fin de no tener una reacción tardía al crecimiento de la demanda.
2. Se recomienda implementar licitaciones de energía destinadas a promover la mixtura de tecnologías de generación; sin embargo, estas deben realizarse considerando las necesidades de la demanda, más si se va a generar la entrada de tanta capacidad instalada como en el caso de las licitaciones celebradas por ProInversión.
3. Se recomienda que en el caso de que ProInversión siga realizando procesos de licitación de energía, se lleven a cabo los procesos en coordinación con Osinergmin y con las distribuidoras, a fin de que se pueda determinar la necesidad de la demanda y se siga un proceso adecuado, estableciéndose un precio tope que tenga en consideración los costos de inversión en la tecnología que se busca y que se pueda diluir luego en la tarifa eléctrica.
4. Consideramos que no debe cambiarse el sistema de licitaciones de energía, se han observado buenos resultados de su implementación y ha cumplido con los objetivos principales. Es más, es necesario que las empresas de distribución contemplen la posibilidad de iniciar en los próximos dos años procesos de licitación para satisfacer los requerimientos de la demanda a partir del año 2023 en el que se observa una caída de la potencia contratada.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### Artículos

1. Ariño, G. (2006). Logros y fracasos de la regulación. *Themis. Revista de Derecho*. Lima: número 52, 43-53.
2. Asociación de Empresas Privadas de Servicios Públicos (Adepsep) (s/a). Indicadores pre y post privatización por sector. Consulta: 4 de setiembre del 2017. Recuperado de <http://www.confiep.org.pe/facipub/upload/publicaciones/1/699/indicadores.pdf>.
3. Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) (s/a). Producto bruto interno desde 1951 (Variaciones porcentuales reales). Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-anuales-historicos.html>.
4. Caravia, F. y Saavedra, E. (2007) Subastando la energía eléctrica para clientes regulados: equilibrio con información completa y aversión al riesgo. *Cuadernos de Economía*. Santiago de Chile, volumen 44, 3-30.
5. Chang, J. y Ezcurra, H. (2005). Privatizando los servicios del Estado. ¿Es posible contratar servicios públicos?. *Derecho & Sociedad*. Lima: año 16, número 25, 349-359.
6. Danós, J. (2008). El régimen de los servicios públicos en la constitución peruana. *Themis. Revista de Derecho*. Lima: número 55, 255-264.
7. De la Cruz, R. y Mori A. (2008). ¿Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo? La composición del parque generador es importante. *Economía y Sociedad*. Lima: número 69, 65-72.
8. Fagan, M. (2006). Una explicación de la reforma del sector eléctrico en los Estados Unidos. *Derecho & Sociedad*. Lima: año 17, número 26, 96-104.

9. García, R. (2006). ¿Por qué no firman contratos los generadores con las distribuidoras de electricidad?. *Revista Peruana de Derecho de la Empresa. Hidrocarburos y Electricidad*. Lima: Año 21, número 62, 193-220.
10. Salvatierra, R. (2012). Sector Eléctrico – a los veinte años de la reforma. *Themis. Revista de Derecho*. Lima: número 61, 223-240.
11. Santiváñez, R. (1998). Mercado eléctrico peruano: principios y mecanismos de operación y sistemas de precios. *Themis. Revista de Derecho*. Lima: número 37, 111-128.
12. Távara, J. (2006a). La regulación del poder de mercado y la transición a la democracia. En CRABTREE, John (editor). *Construir instituciones: democracia, desarrollo y desigualdad en el Perú desde 1980*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial / Universidad del Pacífico, Centro de Investigación / Instituto de Estudios Peruanos, 211-236.
13. Távara, J. (2006b). Regulación y democracia: balance de las reformas y agenda pendiente. *Derecho & Sociedad*. Lima: año 17, número 26, 84-95.
14. Tovar, M. (2006). Evolución de las actividades eléctricas en el Perú: estructura de la industria y de la propiedad de las empresas. *Derecho & Sociedad*. Lima: año 17, número 26, 51-58.

## **Libros**

1. Ariño, G. (2004). *Principios de derecho público económico*. Lima: ARA Editores / Ariño y Asociados.
2. Bustamante, J. (1993). *Desregulación. Entre el derecho y la economía*. Buenos Aires: Abelardo-Perrot.
3. Cambridge Economic Policy Associates Ltd y Negocios Globales Inteligentes (CEPA - NEGLI) (2016). *Revisión del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano*

*SBCC-10 PROSEMER-OSINERGMIN*. Informe N° 4 (versión final). Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/gart/publicaciones/informe-cepa.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/publicaciones/informe-cepa.pdf).

4. Campodónico, H. (1999). *Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000*. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
5. Cerda Gutiérrez, H. (2011). *Los elementos de la investigación. Cómo reconocerlos, diseñarlos y construirlos*. Bogotá: Editorial Magisterio.
6. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) (2006). *Estadística de Operación 2005*. Lima: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>.
7. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) (2011). *Estadística de Operación 2010*. Lima: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>.
8. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) (2017). *Estadística de Operación 2016*. Lima: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Dirección Ejecutiva, Sub Dirección de Gestión de la Información. Recuperado de <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>.
9. Comisión Ley 28447 (2005). *Libro Blanco. Proyecto de ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*. Lima: Ministerio de Energía y Minas / Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. Recuperado de

<http://www2.osinerg.gob.pe/Novedades/Volumen%202%20-%20Libro%20Blanco.pdf>.

10. De la Cruz, R. y García, R. (2002). *Mecanismos de competencia en generación de energía y su impacto en la eficiencia: El caso peruano*. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social. Recuperado de <http://cies.org.pe/sites/default/files/investigaciones/mecanismos-de-competencia-en-generacion-de-energia-y-su-impacto-en-la-eficiencia.pdf>.
11. Dammert, A., Gallardo J. y García, R. (2005). *Reformas estructurales en el sector eléctrico peruano*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, Oficina de Estudios Económicos. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento\\_de\\_Trabajo\\_05.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_05.pdf).
12. Dammert, A., García R. y Molinelli, F. (2013). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Libro\\_Regulacion\\_Supervision\\_del\\_Sector%20Electrico.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Regulacion_Supervision_del_Sector%20Electrico.pdf).
13. Dammert, A., García, R. y Pérez-Reyes, R. (2006). *Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en centrales hidroeléctricas*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, Oficina de Estudios Económicos. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento\\_de\\_Trabajo\\_24.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_24.pdf).
14. Dammert, A., Molinelli, F. y Carbajal M. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, Oficina de Estudios Económicos. Recuperado de

[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios Economicos/Libros/Libro\\_Fundamentos\\_Tecnicos\\_Economicos\\_Sector\\_Electrico\\_Peruano.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf).

15. Fabra, J. (2004). *¿Liberalización o regulación?: un mercado para la electricidad*. Madrid: Marcial Pons.
16. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (Fenercom) (2004). *Guía Básica de la Generación Distributiva*. Madrid: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Recuperado de [www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf](http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf).
17. Gallardo, J., García, R. y Péres-Reyes, R. (2005). *Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, Oficina de Estudios Económicos. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento\\_de\\_Trabajo\\_03.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_03.pdf)
18. Gallardo, J., García, R. y Távara, J. (2005). *Instituciones y diseño de mercado en el sector eléctrico peruano: análisis de la inversión en generación*. Proyecto de investigación mediano. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES). Recuperado de <http://old.cies.org.pe/files/documents/investigaciones/analisis-sectorial/instituciones-y-diseno-de-mercado-en-el-sector-electrico-peruano-efectos-sobre-la-inversion.pdf>.
19. Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. (2003). *Metodología de la Investigación*. (Tercera edición). México: McGraw-Hill Interamericana.
20. Joskow, P. (1999). *Introduciendo la competencia en las industrias de redes reguladas: de las jerarquías a los mercados en el sector de la electricidad*. Lima: Pontificia

Universidad Católica del Perú, Departamento de Economía. Recuperado de <http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/DDD173.pdf>.

21. Lasheras, M. (1999). *La regulación económica de los servicios públicos*. Barcelona: Ariel.
22. Mankiw, G. (2004). *Principios de economía* (Tercera edición). Madrid: McGraw Hill.
23. Macroconsult (2000). *Determinantes de los arreglos contractuales en la participación privada en infraestructura: el caso peruano*. Lima: Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6124/Determinantes%20de%20los%20arreglos%20contractuales%20en%20la%20participaci%C3%B3n%20privada%20en%20infraestructura%3a%20El%20caso%20peruano.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
24. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2001). *Marco Macroeconómico Multianual 2002-2004*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM\\_2002\\_2004.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2002_2004.pdf).
25. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2002). *Marco Macroeconómico Multianual 2003-2005*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM2003\\_2005\\_versionfinal.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2003_2005_versionfinal.pdf).
26. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2003). *Marco Macroeconómico Multianual 2004-2006*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [https://www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM2004\\_2006.pdf](https://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2004_2006.pdf).
27. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2004). *Marco Macroeconómico Multianual 2005-2007*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de

[www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM2005\\_2007.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2005_2007.pdf).

28. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2005). *Marco Macroeconómico Multianual 2006-2008*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM\\_2006\\_2008.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2006_2008.pdf).
29. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2006). *Marco Macroeconómico Multianual 2007-2009*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM2007\\_2009.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2007_2009.pdf).
30. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2007). *Marco Macroeconómico Multianual 2008-2010*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM\\_2008\\_2010.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2008_2010.pdf).
31. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2008). *Marco Macroeconómico Multianual 2009-2011*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM\\_2009\\_2011.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2009_2011.pdf).
32. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2009). *Marco Macroeconómico Multianual 2010-2012*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM\\_2010\\_2012.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2010_2012.pdf).
33. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2010). *Marco Macroeconómico Multianual 2011-2013*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM2011\\_2013.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2011_2013.pdf).
34. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2011). *Marco Macroeconómico Multianual 2012-2014*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM2012\\_2014.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2012_2014.pdf).
35. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2012). *Marco Macroeconómico Multianual 2013-2015*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de

[www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM2013\\_2015.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2013_2015.pdf).

36. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2013). *Marco Macroeconómico Multianual 2014-2016*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM2014\\_2016.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2014_2016.pdf).
37. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2014). *Marco Macroeconómico Multianual 2015-2017*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado de [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM\\_2015\\_2017.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2015_2017.pdf).
38. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2015). *Marco Macroeconómico Multianual 2016-2018*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado por [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM\\_2016\\_2018.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2016_2018.pdf).
39. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2016). *Marco Macroeconómico Multianual 2017-2019*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado por [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM\\_2017\\_2019.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2017_2019.pdf).
40. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) (2017). *Marco Macroeconómico Multianual 2018-2021*. Lima: Ministerio de Economía y Finanzas. Recuperado por [www.mef.gob.pe/contenidos/pol\\_econ/marco\\_macro/MMM\\_2018\\_2021.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2018_2021.pdf).
41. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2001). *Anuario Estadístico 2000*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estadística. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=235](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=235).
42. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2002). *Anuario Estadístico de Electricidad 2001*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estadística. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=234](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=234).

43. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2003). *Anuario Estadístico de Electricidad 2002*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estadística. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=233](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=233).
44. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2004). *Anuario Estadístico de Electricidad 2003*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estudios. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=232](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=232).
45. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2005). *Anuario Estadístico de Electricidad 2004*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estudios. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=231](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=231).
46. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2006). *Anuario Estadístico de Electricidad 2005*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estudios. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=230](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=230).
47. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2007). *Anuario Estadístico de Electricidad 2006*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estudios. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=229](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=229).
48. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2008a). *Anuario Estadístico de Electricidad 2007*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=228](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=228).

49. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2008b). *Plan referencial de electricidad 2008 – 2017*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. Recuperado. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=280](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=280).
50. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2009). *Anuario Estadístico de Electricidad 2008*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=244](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=244).
51. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2010). *Anuario Estadístico de Electricidad 2009*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad. Recuperado de [www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/promocion%20electronica/anuarios%20estadisticos/Anuario\\_Estad%3%83%C2%ADstico2009.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/promocion%20electronica/anuarios%20estadisticos/Anuario_Estad%3%83%C2%ADstico2009.pdf).
52. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2011). *Anuario Estadístico de Electricidad 2010*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=405](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=405).
53. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2012). *Anuario Estadístico de Electricidad 2011*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=8618](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=8618).
54. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2013). *Anuario Estadístico de Electricidad 2012*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=8599](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=8599).

55. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2014). *Anuario Estadístico de Electricidad 2013*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=8598](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=8598).
56. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2015). *Anuario Estadístico de Electricidad 2014*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=9225](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=9225).
57. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2016). *Anuario Estadístico de Electricidad 2015*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179).
58. Ministerio de Energía y Minas (Minem) (2017). *Anuario Estadístico de Electricidad 2016*. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=11738](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=11738).
59. Niño Rojas, V. (2011). *Metodología de la investigación: diseño y ejecución*. Bogotá: Ediciones de la U.
60. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin) (2003). *El apagón de Nueva York: algunas implicancias para el caso peruano*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Oficina de Estudios Económicos y Gerencia de Fiscalización Eléctrica. Recuperado de [www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Otros-Estudios/Informes-Tecnicos/Apagon-NewYork-CasoPeruano.pdf](http://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Otros-Estudios/Informes-Tecnicos/Apagon-NewYork-CasoPeruano.pdf).
61. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin) (2008). *Anuario Estadístico 2007*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía

y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de [www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2007.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2007.pdf).

62. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2009). *Anuario Estadístico 2008*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de [www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2008.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2008.pdf).
63. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2010). *Anuario Estadístico 2009*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2009.pdf>.
64. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2011). *Anuario Estadístico 2010*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de [www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2010.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2010.pdf).
65. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2012). *Anuario Estadístico 2011*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de [www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2011.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2011.pdf).
66. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2013). *Anuario Estadístico 2012*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de

[www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2012.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2012.pdf).

67. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2014a). *Anuario Estadístico 2013*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de [www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2013.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2013.pdf).
68. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2014b). *Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales*. Documento de Trabajo N°32. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Oficina de Estudios Económicos, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf).
69. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2015). *Anuario Estadístico 2014*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de [www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2014.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2014.pdf).
70. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2016a). *Anuario Estadístico 2015*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de [www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2015.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2015.pdf).
71. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2016b). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia de Supervisión de Electricidad. Recuperado de

[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf).

72. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2016c). *Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en construcción*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia de Supervisión de Electricidad. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-construccion-setiembre-2016.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-construccion-setiembre-2016.pdf).
73. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2017). *Anuario Estadístico 2016*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica. Recuperado de [www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2016.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2016.pdf).
74. Paredes, R. y Tarziján, J. (2006). *Organización industrial para la estrategia empresarial* (2° ed.). Naucalpan de Juárez: Pearson Educación.
75. Posner, R. (1998). *El análisis económico del derecho*. México D.F.: Fondo de Cultura Económica.
76. Ramírez Erazo, R. (2010). *Proyecto de Investigación. Cómo se hace una tesis*. Bogotá: Fondo Editorial AMADP.
77. Rozas, P. (1999). *La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria*. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe, División de Recursos Naturales e Infraestructura / Comisión de las Comunidades Europeas. Recuperado de <http://archivo.cepal.org/pdfs/1999/S9911892.pdf>.

78. Sociedad Peruana de Derecho Ambiental (2014). *Participación Ciudadana y Consulta Previa en proyectos hidroeléctricos*. Lima: Sociedad Peruana de Derecho Ambiental. Recuperado de [www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2014/05/Gu%C3%ADa-de-participaci%C3%B3n-ciudadana-y-Consulta-Previa-en-proyectos-hidroel%C3%A9ctricos.jpg.pdf](http://www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2014/05/Gu%C3%ADa-de-participaci%C3%B3n-ciudadana-y-Consulta-Previa-en-proyectos-hidroel%C3%A9ctricos.jpg.pdf).
79. Torres Bardales, C. (2005). *El proyecto de investigación científica*. Lima: Ediciones del Autor.

### **Materiales de enseñanza**

1. Barquín, J., Vásquez, C. y Soler, D. (2007). *La regulación de libre mercado. Generación y mercado mayorista*. Módulo 4. En Universidad Pontificia de Comillas 2007, pp. 152.
2. Comisión de Integración Energética Regional (CIER) (2007) *Economía de la regulación de la actividad de distribución para clientes regulados*. Material de enseñanza. Montevideo: Universidad de la República-Uruguay, Facultad de Ciencias Sociales, Departamento de Economía.
3. Ibarburu, M. (2007). *El sector eléctrico y la actividad de distribución*. Módulo 2. En CIER 2007, pp. 104.
4. Koc, J., Santiváñez, R. y Tamayo, G. (2008). *Regulación de energía*. Material de enseñanza. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Escuela de Graduados.
5. Laloux, D. (2007). *Los sistemas de energía eléctrica*. Módulo 1. En Universidad Pontificia de Comillas 2007, pp. 91.
6. Ocaña, C. (2007). *Modelos de regulación e instituciones para el sector eléctrico*. Unidad didáctica 2A. En Universidad Pontificia de Comillas 2007, pp. 73.

7. Universidad Pontificia de Comillas (2007). *La regulación del sector eléctrico*. Material de enseñanza. Madrid: Fundación Ceddret / Ministerio de Economía, Dirección General de Política Energética y Minas / Universidad Pontificia de Comillas, Escuela Superior de Ingeniería.

## **Tesis**

1. Caicedo, G. (2013). *Mecanismo de subasta para la contratación de energía en mercados eléctricos: aplicación en el mercado colombiano*. Tesis de magíster en Ciencia de la Ingeniería. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Recuperado de <https://repositorio.uc.cl/bitstream/handle/11534/1832/613680.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
2. Díaz, J. (2011). *Evaluación del margen de reserva en el sector eléctrico peruano*. Tesis de magíster en Regulación de Servicios Públicos. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Escuela de Graduados.
3. García, R. (2008). *Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad*. Tesis de magíster en Regulación de Servicios Públicos. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Escuela de Graduados. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Otros-Estudios/Tesis/Propuesta-Mercado-ContratosCobertura-SuministroElectricidad.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Otros-Estudios/Tesis/Propuesta-Mercado-ContratosCobertura-SuministroElectricidad.pdf).
4. Guano, G. (2015). *Licitaciones de energía eléctrica para el concesionamiento de nuevos generadores en el mercado eléctrico*. Tesis de grado para optar el título de Ingeniero Eléctrico. Quito: Universidad Politécnica Salesiana Sede - Quito, Carrera de Ingeniería Eléctrica.

5. Moreno, R. (2005). *Licitaciones de energía eléctrica*. Tesis de magíster en Ciencias de la Ingeniería. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Recuperado de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/morenorodrigo.pdf>.
6. Pizón, G. y Rodríguez, J. (2000). *Project finance*. Trabajo de grado para optar el título de Abogado. Santa Fe de Bogotá: Pontificia Universidad Javeriana, Facultad de Derecho y Ciencias Jurídicas. Recuperado de <http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/derecho/dere2/Tesis18.pdf>.
7. Ramos, D. y Salinas, C. (2015). *Evaluación de las licitaciones entre empresas generadoras y distribuidoras en el mercado mayorista regulado del sector eléctrico*. Trabajo de investigación de magíster en Regulación de Servicios Públicos. Lima: Universidad del Pacífico, Escuela de Postgrado. Recuperado por [http://repositorio.up.edu.pe/bitstream/handle/11354/1521/Daniel\\_Tesis\\_maestria\\_2015.pdf?sequence=5&isAllowed=y](http://repositorio.up.edu.pe/bitstream/handle/11354/1521/Daniel_Tesis_maestria_2015.pdf?sequence=5&isAllowed=y).
8. Roubik, E. (2008). *Subastas de energía eléctrica en Chile: modelación en base a un supuesto sobre la valoración de contratos a través de portafolios óptimos*. Tesis de magíster en Ciencias de la Ingeniería. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Recuperado de <https://repositorio.uc.cl/bitstream/handle/11534/1329/494836.pdf?sequence=1>.
9. Santiváñez, R. (1999). *Industria eléctrica y desregulación: la experiencia del modelo peruano*. Tesis para optar el título de Abogado. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Facultad de Derecho.
10. Santiváñez, R. (2001). *Desregulación y privatización eléctrica en el Perú. Una propuesta para reimpulsar la reforma*. Lima: Muñiz, Forsyth, Ramírez, Pérez-Taiman & Luna-Victoria Abogados / Mayer, Brown & Platt.

## Videgrabación

1. Laub & Quijandría Energy Group (2017). *Día de la energía* (videgrabación). Lima: Laub & Quijandría Energy Group. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=tdz4D3Zna5A>.

## ANEXOS

## ANEXO 1: MATRIZ DE CONSISTENCIA

### LAS LICITACIONES DE ENERGÍA Y SUS EFECTOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO EN EL PERIODO 2007 - 2016

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES
<p><b>PROBLEMA GENERAL:</b></p> <p>¿Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 acarrearán algún problema al mercado eléctrico peruano?</p>	<p><b>OBJETIVO GENERAL:</b></p> <p>Identificar qué problemas han acarreado las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 al mercado eléctrico peruano.</p>	<p><b>HIPÓTESIS GENERAL:</b></p> <p>Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han acarreado un problema al mercado eléctrico peruano en cuanto han contribuido a la sobreoferta de capacidad instalada.</p>	<p><b>Variable 1:</b> Licitaciones de energía</p> <p><b>Dimensiones:</b> * Licitaciones supervisadas por Osinergmin * Licitaciones celebradas por ProInversión</p> <p><b>Variable 2:</b> Mercado eléctrico</p> <p><b>Dimensiones:</b> * Sector de generación * Sector de distribución</p>
<p><b>PROBLEMAS ESPECÍFICOS:</b></p> <p>¿Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 acarrearán algún problema al sector de generación?</p> <p>¿Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 acarrearán algún problema al sector de distribución?</p>	<p><b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS:</b></p> <p>Identificar qué problemas han acarreado las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 al sector de generación eléctrica.</p> <p>Identificar qué problemas han acarreado las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 al sector de distribución eléctrica.</p>	<p><b>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS:</b></p> <p>Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han acarreado un problema al sector de generación en cuanto han contribuido a la caída del precio de la energía en el mercado spot.</p> <p>Las licitaciones de energía celebradas en el periodo del año 2007 al año 2016 han acarreado un problema al sector de distribución en cuanto han contribuido a que las empresas de distribución tengan una sobrecontratación de potencia y energía.</p>	

## ANEXO 2: Ficha de registro de datos I

### FICHA DE REGISTRO DE DATOS I

Licitaciones supervisadas por Osinergmin

Institución:

Documento:

N°	Año	Licitación	Periodo	Plazo	Potencia

**ANEXO 3: Ficha de registro de datos II**

**FICHA DE REGISTRO DE DATOS II**

Licitaciones realizadas por ProInversión

Institución:

Documento:

N°	Año	Licitación	Periodo	Plazo	Potencia

### ANEXO 4: Ficha de registro de datos III

#### FICHA DE REGISTRO DE DATOS III

Empresas de generación que ganaron licitaciones

Institución:

Documento:

N°	Empresa	Potencia adjudicada	Licitación
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			

## ANEXO 5: Ficha de registro de datos IV

### FICHA DE REGISTRO DE DATOS IV

Potencia adjudicada anual por Licitaciones de energía

Institución:

Documento:

Año	Potencia adjudicada
2013	
2014	
2015	
2016	
2017	
2018	
2019	
2020	
2021	
2022	
2023	
2024	
2025	
2026	
2027	
2028	
2029	
2030	
2031	
2032	

## ANEXO 6: Ficha de registro de datos V

### FICHA DE REGISTRO DE DATOS V

Nuevas centrales de generación asociadas a licitaciones supervisadas por Osinergmin

Institución:

Documento:

N°	Proyecto	Potencia instalada	Estado	Fecha de entrada en operación

## ANEXO 7: Ficha de registro de datos VI

### FICHA DE REGISTRO DE DATOS VI

Nuevas centrales de generación asociadas a licitaciones realizadas por ProInversión

Institución:

Documento:

N°	Proyecto	Potencia instalada	Estado	Fecha de entrada en operación

## ANEXO 8: Ficha de registro de datos VII

### FICHA DE REGISTRO DE DATOS VII

Potencia instalada del SEIN: 2007-2016

Institución:

Documento:

Año	Potencia Instalada
2007	
2008	
2009	
2010	
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
2016	

## ANEXO 9: Ficha de registro de datos VIII

### FICHA DE REGISTRO DE DATOS VIII

Crecimiento de la oferta de energía, demanda de energía y margen de reserva 2007-2016

Institución:

Documento:

Año	Oferta de energía (MW)	Demanda de energía (MW)	Margen de reserva (%)
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			

## ANEXO 10: Ficha de registro de datos IX

### FICHA DE REGISTRO DE DATOS IX

Evolución de tarifa regulada y el precio de energía en el mercado spot  
2007-2016

Institución:

Documento:

Año	Tarifa regulada \$/MWh	Mercado Spot \$/MWh
2007		
2008		
2009		
2010		
2011		
2012		
2013		
2014		
2015		
2016		

**ANEXO 11: Ficha de registro de datos X**

**FICHA DE REGISTRO DE DATOS X**

Evolución del número de usuarios libres 2007-2016

Institución:

Documento:

Año	Atendido por distribuidora	Atendido por generadora	Total
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			

**ANEXO 12: Ficha de registro de datos XI**

**FICHA DE REGISTRO DE DATOS XI**

Evolución del número de clientes regulados 2007-2016

Institución:

Documento:

Año	Industriales regulados	Comerciales regulados
2007		
2008		
2009		
2010		
2011		
2012		
2013		
2014		
2015		
2016		

**ANEXO 13: Ficha de registro de datos XII**

**FICHA DE REGISTRO DE DATOS XII**

Consumo de energía de clientes libres y regulados (MWh) 2007-2016

Institución:

Documento:

Año	Industriales libres	Industriales regulados	Comerciales regulados
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			