



LA INDUSTRIA DE LA **ELECTRICIDAD** EN EL PERÚ

25 AÑOS DE APORTES AL CRECIMIENTO ECONÓMICO DEL PAÍS

 **Osinergmin**

La industria de la electricidad en el Perú:

25 años de aportes al crecimiento económico del país

© Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería,
Osinermin, 2016
Calle Bernardo Monteagudo 222,
Magdalena del Mar, Lima, Perú

ISBN: 978-612-47350-0-4

Hecho el depósito legal en la Biblioteca Nacional del Perú:

N° 2017-01864

Impreso en el Perú. Printed in Perú

Tiraje: 110 ejemplares

Impreso en: GRÁFICA BIBLOS S.A.

Jr. Morococha 152 Surquillo

Lima, Perú

Segunda reimpresión: febrero 2017

Jesús Francisco Roberto Tamayo Pacheco, Presidente del Consejo Directivo de Osinermin.

Julio Salvador Jácome, Gerente General de Osinermin.

Arturo Leonardo Vásquez Cordano, Gerente de Políticas y Análisis Económico de Osinermin (Editor General en Jefe).

Carlo Magno Vilches Cevallos, Especialista de Políticas y Análisis Económico de Osinermin.

PRIMERA EDICIÓN

Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE). Equipo de redactores: Carlos Alberto Miranda Velásquez / Carlos Renato Salazar Ríos / Donald Barboza Garaundo / Edison Álex Chávez Huamán / Thais Chavez Porta / Ernesto Guevara Ccama / Diego Alonso Marino Negron / Yahaira Valdivia Zegarra / Carlos Aguirre Zurita / Ricardo De La Cruz Sandoval.

Asesor Técnico de Presidencia: Edwin Quintanilla Acosta.

Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT): Víctor Manuel Ormeño Salcedo / Riquel Ernes Mítma Ramírez / Jaime Raul Mendoza Gacon / Luis Enrique Grajeda Puelles / Karen Remon Gamboa / Rubén Segundo Collantes Veliz / Abel Huanca Astoquillca.

División de Supervisión de Electricidad (DSE): Eduardo Jane la Torre / Leonidas Sayas Pomas / Alex Rufino Rojas Aucarure / Roberto Carlos Tamayo Pereyra.

División de Supervisión Regional (DSR): Víctor Murillo Huaman / Juan Carlos Neyra Soria / Jorge Cancio Mañuico Mallma / Luis Eduardo Chacaltana Bonilla / Esteban Inga Llanca / Luis Bartra Navarro / Giovanni Toribio Lopez / Hubert Mallqui Ayala.

Secretaría Técnica de Órganos Resolutivos (STOR): Daniel Schmerler Vainstein / Carlos Díaz Parvina / Luis Espinoza Becerra / Marcos Guevara Salcedo / Jorge Falla Madrid.

SUMINISTRO DE FOTOS: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A. / DSE y GCRI de Osinermin.

PRIMERA EDICIÓN: Carlos Alberto Miranda Velásquez, Coordinación de diagramación / Paola Miglio, Edición de estilo / Dora Ipanaqué, Diseño / Rosana Calvi, Corrección.

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de Osinermin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en esta publicación es propiedad de Osinermin, a menos que se indique lo contrario.

Citar la publicación como Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo y Carlo Vilches (Editores) (2016). **La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. Osinermin.** Lima, Perú.

Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetas a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente indicador de resultados futuros. Esta publicación no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.





Foto: www.shutterstock.com

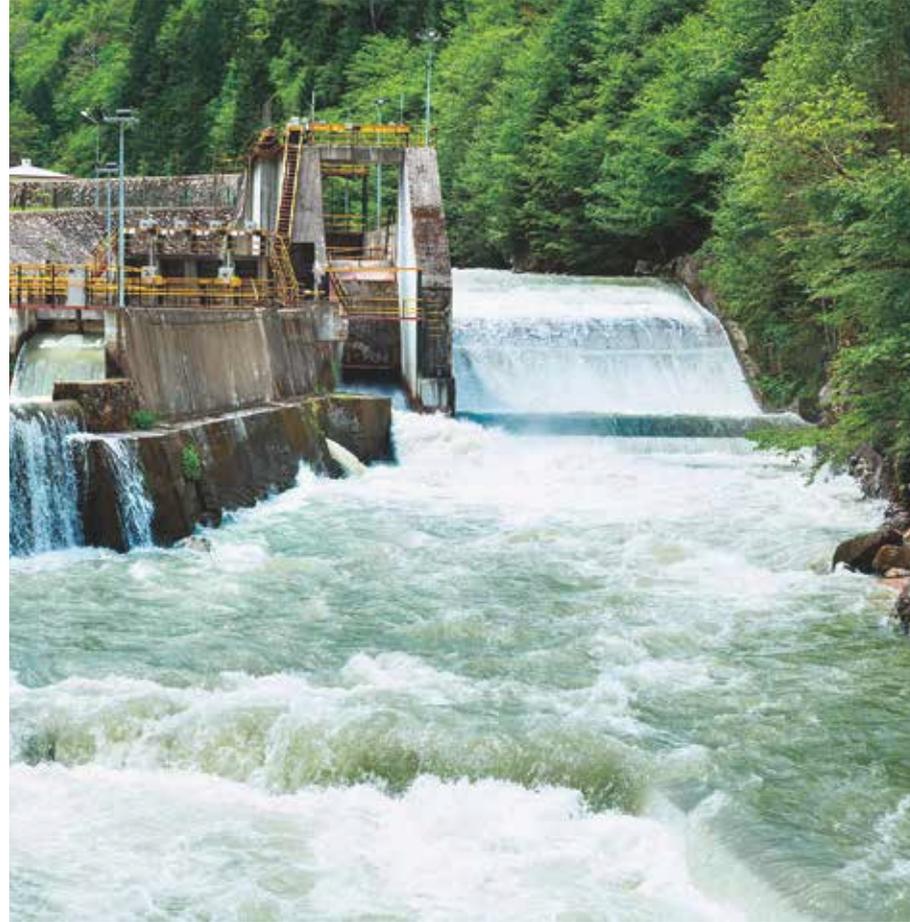


Foto: www.shutterstock.com

Contenido

01 EL SECTOR ELÉCTRICO Características técnicas y económicas	24
02 RECURSOS Y GENERACIÓN La electricidad en el mundo	48
03 HISTORIA La electricidad en el Perú	80
04 REGLAS DE JUEGO Marco institucional y regulatorio	114
05 PERÚ, FUENTE DE ENERGÍA NATURAL Recursos renovables no convencionales	164
06 SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN El rol de Osinerghin	194
07 RESULTADOS DEL MERCADO Energía eléctrica para el Perú	220
08 HUELLAS DEL SECTOR DE ELECTRICIDAD Impactos económicos y socio ambientales	258
09 EL FUTURO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA Proyectos y desafíos	288

PRÓLOGO	12
INTRODUCCIÓN	16
1. EL SECTOR ELÉCTRICO	24
Características técnicas y económicas	28
1.1. Características de la electricidad	31
1.2. La demanda	34
1.3. La oferta	42
1.4. Operatividad del sistema eléctrico	48
2. RECURSOS Y GENERACIÓN	48
La electricidad en el mundo	52
2.1. Indicadores comparativos del mercado nacional y mundial	59
2.2. Matriz de generación eléctrica mundial	67
2.3. Energías renovables en el mundo	73
2.4. La electricidad en América del Sur	75
2.5. Factores que afectan los mercados de electricidad	77
2.6. Proyecciones del mercado de la electricidad	80
3. HISTORIA DE LA ELECTRICIDAD	80
La electricidad en el Perú	86
3.1. Orígenes del sector eléctrico 1884-1955	89
3.2. Ley de la Industria Eléctrica	94
3.3. Ley de los Servicios Eléctricos Nacionales	98
3.4. Decreto Ley Normativo de Electricidad	101
3.5. Ley General de Electricidad	105
3.6. Ley de Concesiones Eléctricas	114
4. REGLAS DE JUEGO	114
Marco institucional y regulatorio	119
4.1. Marco legal e institucional	130
4.2. Regulación del mercado de electricidad en el Perú	142
4.3. Fijación de tarifas de electricidad en el Perú	157
4.4 Acceso Universal	164
5. PERÚ, FUENTE DE ENERGÍA NATURAL	164
Recursos renovables no convencionales	168
5.1. Las energías renovables	169
5.2. Fundamentos económicos para incorporar los RER	171
5.3. Instrumentos de política para introducir los RER	174
5.4. Marco regulatorio de los RER en el Perú	179
5.5. Subastas como mecanismos de incentivos RER	183
5.6. Análisis de los resultados de las subastas RER realizadas en Perú	190
5.7. Las energías RER en la matriz energética	

6. SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN	194
El rol de Osinergmin	199
6.1. Enfoque de la supervisión y fiscalización	203
Estrategia de supervisión	207
Ejecución de la supervisión y fiscalización	212
6.2. Resultados de supervisión y fiscalización	212
Resultados en supervisión económica	213
Resultados en supervisión social	216
Atención a los usuarios	
7. RESULTADOS DEL MERCADO	220
Energía eléctrica para el Perú	224
7.1. Consumo de electricidad	231
7.2. Inversiones e infraestructura	238
7.3. Producción de electricidad	241
7.4. Balance oferta - demanda	245
7.5. Precios	251
7.6 Facturación	251
7.7 Acceso y usos	
8. HUELLAS DEL SECTOR DE ELECTRICIDAD	258
Impactos económicos y socio ambientales	262
8.1. Impactos macroeconómicos	269
8.2. Impacto económico en el sector público	270
8.3. Impacto económico de los RER sobre el ambiente	274
8.4. Impacto de la intervención de Osinergmin: casos de estudio	285
8.5. Síntesis de los impactos	
9. EL FUTURO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	288
Proyectos y desafíos	294
9.1. Desarrollo del sector eléctrico	296
9.2. Proyecto del sector eléctrico a futuro	301
9.3. Perspectivas y desafíos de la supervisión	303
9.4. Desafíos de la regulación en el sector energía	307
9.5. Acción de Osinergmin en el sector eléctrico	
CONCLUSIONES	312
NOTAS	318
BIBLIOGRAFÍA	330
GLOSARIO	340



PRÓLOGO



En los últimos 25 años, el Perú ha sido testigo de importantes transformaciones en la industria eléctrica.

Las transformaciones surgieron en el marco del cambio del paradigma sobre el funcionamiento del sector, el cual se caracterizó por un enfoque hacia políticas de liberalización y de inserción en la economía internacional que experimentó el Perú en la década de los años noventa, donde el sector eléctrico tuvo una serie de reformas enfocadas en lograr la suficiencia energética mediante mercados de energía competitivos y la regulación de las infraestructuras eléctricas sujetas a condiciones de monopolio natural. Esto permitió el incremento de la inversión privada, así como el mayor crecimiento y la eficiencia en los distintos segmentos de la industria.

El proceso de reforma estuvo acompañado de la creación de organismos reguladores independientes, cuya motivación está basada en el control de las fallas de mercado en las actividades energéticas en competencia, la regulación de precios, la supervisión de la calidad y la seguridad de los segmentos de la industria con características de monopolio natural. La independencia funcional y presupuestal de estos organismos buscaba ofrecer mayor credibilidad en las políticas públicas mediante la autonomía técnica de sus decisiones y, como tal, dar predictibilidad y estabilidad en las reglas de juego a largo plazo, dado que las inversiones del sector tienen tal horizonte. En el caso del

sector energético, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osiner) mediante la Ley N° 26734 el 31 de diciembre de 1996.

La industria eléctrica es una pieza clave para el desarrollo económico y social de un país, debido a que la electricidad es un insumo esencial para la producción de la mayor parte de los bienes y servicios de una economía. Asimismo, es un componente básico en la creación de bienestar y calidad de vida de los ciudadanos del país. Como tal, es necesario que el suministro de electricidad sea suficiente, confiable, seguro y competitivo ahora y en el futuro, para lo cual se requiere que todos los segmentos de la industria crezcan en forma articulada y con claros incentivos para que la oferta y la demanda sean sostenibles en el tiempo.

Sin embargo, si bien un suministro con tales características es deseable, la viabilidad del mismo pasa por la concordancia de los objetivos que buscan las autoridades públicas, el sector privado y los usuarios finales, objetivos complejos y a veces contradictorios que confluyen en la labor del regulador. Por ello, es necesario que su actuación sea técnica, objetiva pero, sobretodo, transparente.

En este contexto, la visión de Osiner es la de convertirse en un regulador que genere credibilidad y confianza en todos los grupos de interés, y su función es controlar por medio de la aplicación de los criterios y principios más avanzados de calidad regulatoria propuestos por instituciones multilaterales, como la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico. Estos principios son: proporcionalidad (intervenir solo cuando sea

necesario), consistencia (reglas coherentes y equitativas), transparencia y regulación basada en la evaluación de impactos a los diferentes agentes del sector.

El presente libro tiene por finalidad presentar las principales características de la regulación de la industria eléctrica, sus particularidades técnicas y económicas, así como sus principales impactos en la economía peruana. De igual forma, se expone el papel y la intervención establecida por leyes y normas sectoriales de Osiner en los mercados regulados de electricidad. Esta edición pretende llegar a una amplia cantidad de lectores para formar en ellos una visión clara de la estructura, la regulación y el desarrollo de la industria eléctrica en el Perú.

El contenido del libro se inicia con el **capítulo 1**, donde se presenta una descripción de las principales características de la demanda y oferta eléctrica, así como la distinción entre los sectores competitivos y aquellos con características de monopolio natural. Posteriormente, se analiza en el **capítulo 2** el contexto de la industria eléctrica a nivel internacional. Luego, en el **capítulo 3** se hace una revisión histórica de los hitos más trascendentes de la industria eléctrica en nuestro país, la cual se inicia con la instalación de la primera central hidroeléctrica en 1884 y con la inauguración del alumbrado público en el Centro Histórico de Lima en 1886, seguido por una serie de eventos importantes que se suceden hasta la promulgación normativa eléctrica más reciente, como la Ley de Concesiones Eléctrica, Decreto Ley N° 25844 de 1992, y la Ley para el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, Ley N° 28832 de 2006.

En los **capítulos 2, 3 y 4** se presenta el marco regulatorio de la industria eléctrica y se exponen los aspectos más importantes de la regulación tarifaria en la industria; en especial, lo relacionado con la existencia de los monopolios naturales en los segmentos de transmisión y distribución eléctrica, y de cómo se hace necesaria la intervención del Estado mediante la regulación tarifaria y la regulación social de aspectos vinculados a la calidad y seguridad de la presentación del servicio eléctrico. El objetivo es evitar el abuso de la posición dominante en el mercado con monopolios y oligopolios que puede traducirse en la

distorsión de precios de electricidad y por ende en la prestación del servicio eléctrico con niveles de calidad y seguridad deficientes.

El **capítulo 5** está dedicado a las energías renovables no convencionales (RER). En él se describe cómo el Estado peruano ha brindado un impulso importante a las fuentes RER desde 2008, mediante la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables. La promoción de este tipo de fuente de energía tiene como finalidad mejorar la calidad de vida de la población y proteger el ambiente, mitigando los gases de efecto invernadero.

En el **capítulo 6** se explica el rol que tiene Osiner para supervisar y fiscalizar las condiciones de seguridad de las instalaciones eléctricas, así como la prestación del servicio eléctrico bajo condiciones de calidad adecuadas. Asimismo, en el **capítulo 7** se presentan los resultados económicos que ha mostrado el mercado eléctrico desde el establecimiento de las reformas del sector a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas.

En el **capítulo 8** se evalúan los impactos del sector eléctrico en la economía peruana, incluyendo los beneficios de la confiabilidad y las energías renovables. De igual forma, se evalúa el impacto de la labor de Osiner en algunos procesos de regulación y supervisión, como la regulación tarifaria de las pérdidas de distribución, el contraste de medidores, la supervisión del alumbrado público y la regulación de seguridad. Finalmente, en el **capítulo 9** se presentan las principales perspectivas del sector eléctrico en los próximos años y se termina brindando las conclusiones alcanzadas.

El presente libro busca ser una publicación de referencia para todas aquellas personas interesadas en tener un conocimiento global del funcionamiento del sector eléctrico en nuestro país y las principales labores de Osiner.

Jesús Tamayo Pacheco
Presidente del Consejo Directivo
Editor
Osiner

Julio Salvador Jácome
Gerente General
Editor
Osiner



INTRODUCCIÓN



En el siglo XXI, el sector eléctrico viene desempeñando un papel crucial en el funcionamiento económico de los países a nivel mundial.

El suministro de electricidad constituye un servicio público clave para operar procesos industriales y sostener el consumo de los usuarios residenciales. Así, brinda una fuente de energía que impulsa la actividad económica, posibilita el comercio internacional, mantiene el buen funcionamiento de los mercados y genera bienestar al permitir que los ciudadanos tengan altos estándares de calidad de vida. Sin electricidad, el funcionamiento de la economía global sería inviable. Esta relevancia ha determinado que en todo lugar, en mayor o menor medida, el sector eléctrico se encuentre sujeto a alguna forma de intervención pública por parte del Estado, que se manifiesta vía empresas públicas y regulación de las actividades de las empresas privadas de acuerdo con los mecanismos de mercado.

La industria eléctrica en el Perú tuvo su origen a finales del siglo XIX, con la instalación de la primera central hidroeléctrica cerca de la ciudad de Huaraz (región Áncash) y del alumbrado público en Cercado de Lima. Desde ese momento no se ha detenido, contribuyendo de manera sostenida al desarrollo del país, y a la fecha desempeña un papel muy importante en el funcionamiento económico de los diversos sectores productivos y forma parte de las distintas actividades diarias de los ciudadanos. El grado y la racionalidad para la intervención de esta industria, sin embargo, han ido modificándose a lo largo de los años. En el caso peruano, en la década de los ochenta, la intervención del Estado era masiva mediante empresas estatales que operaban un monopolio público verticalmente integrado. Las limitaciones en la gestión estatal de estas empresas, que hacían difícil el incremento de las inversiones necesarias para expandir el sector, así

como la crisis económica y el terrorismo, influyeron en que en los noventa se implementaran reformas estructurales para generar un cambio de orientación en el sector eléctrico. Estas transformaciones configuraron una industria desintegrada verticalmente, abierta al capital privado y basada en las señales de precios de mercado para promover la competencia.

El nuevo enfoque estuvo dirigido a lograr la suficiencia en la generación eléctrica vía mercados competitivos, a fomentar inversión privada en infraestructura eléctrica y a desarrollar una regulación que promoviera la eficiencia económica en los sectores sujetos a condiciones de monopolio natural, como la transmisión y distribución eléctrica (mediante la aplicación de tarifas eléctricas eficientes), así como la supervisión del cumplimiento de las normas de seguridad industrial, de salud e higiene laboral y de ambiente aplicables al sector.

El diseño de mercado y la regulación de la industria eléctrica imponen desafíos sobre el establecimiento de reglas que incentiven la eficiencia en el sector y, al mismo tiempo, garanticen la seguridad del suministro. En el Perú, los grandes lineamientos de la reforma del sector eléctrico están contenidos en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas. Este proceso estuvo acompañado de la creación de Osinermin, como organismo regulador independiente y autónomo del mercado eléctrico. Su contribución

ha consistido en administrar un marco normativo y regulatorio estable y transparente, tanto para las empresas concesionarias como para los usuarios. De esta manera, garantiza que las empresas eléctricas obtengan una rentabilidad razonable para remunerar sus inversiones en infraestructura y es responsable de gestionar una adecuada supervisión del cumplimiento de las obligaciones legales de las empresas, a fin de que provean un servicio confiable, seguro y de calidad, siempre bajo un marco de intervención regulatoria autónoma y transparente.

En el contexto institucional vigente, el Ministerio de Energía y Minas (MEM), como ente perteneciente al Poder Ejecutivo, establece las metas, los objetivos y los principios generales del marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Por otro lado, el papel de Osinermin es una parte muy importante de la eficacia en la consecución de los objetivos del Estado. Mediante los instrumentos a su disposición, y basado en sus competencias legales, Osinermin ejecuta la política energética regulatoria del Estado, procurando un entorno económico estable y asegurando que las inversiones se realicen de la manera más eficiente y segura posible, garantizando su sostenibilidad a largo plazo en beneficio de los usuarios (presentes y futuros) del servicio eléctrico.

La regulación económica en el sector eléctrico administrada por Osinermin se fundamenta en la existencia de fallas de mercado. Una economía que las tiene no logra una asignación óptima de recursos a partir del intercambio. Las fallas de mercado que justifican la regulación en el sector eléctrico están relacionadas a la existencia de monopolios naturales, la información asimétrica entre el regulador y los agentes administrados, las externalidades generadas por accidentes relacionados al incumplimiento de las normas de seguridad y calidad, así como las características de bienes públicos que exhiben las infraestructuras eléctricas. Asimismo, la regulación en el sector eléctrico puede basarse en la necesidad de proteger a los usuarios frente a relaciones asimétricas de contratación.

Otro problema asociado al sector eléctrico es que suministra un servicio público masivo que es indispensable para la vida de los ciudadanos y el quehacer de los negocios. Por ello, está expuesto a los riesgos de politización y expropiación de sus activos, razón por la



cual la regulación económica necesaria para prevenir estos riesgos y garantizar que los inversionistas en el sector recuperen sus inversiones de forma razonable, necesita ser autónoma e independiente en materia funcional y administrativa de las instancias políticas del Gobierno.

El papel de Osinergmin es muy importante si se toma en cuenta que la inversión en industrias reguladas de servicios públicos (como la electricidad) es vital para promover el crecimiento económico y aumentar la competitividad. Así, una regulación económica y social adecuada es un factor crítico para fomentar la inversión en infraestructura eléctrica y promover el desarrollo económico en países como el Perú, donde se requiere todavía cerrar brechas de inversión en infraestructura y garantizar el acceso universal a los servicios energéticos.

En los últimos años se ha observado un importante desarrollo del sector eléctrico en el Perú. En promedio, tuvo un crecimiento de alrededor de 8% anual, sosteniendo el incremento de la actividad económica, la cual alcanzó tasas de crecimiento anuales por encima de 6% en la última década, gracias al impulso del *boom* mundial de las materias primas y productos mineros, ocurrido en tiempos recientes. En los próximos años se espera que dicho dinamismo siga, impulsado por la mayor demanda derivada del desarrollo de proyectos mineros e

industriales y de la demanda eléctrica del sector residencial, a medida que la economía peruana se vaya modernizando.

Sin embargo, recientemente el Estado peruano, mediante una serie de intervenciones administrativas reflejadas en diferentes dispositivos legales y la licitación de proyectos de infraestructura energética vía procesos *ad hoc* que han introducido regulaciones por contratos de concesión específicos, ha ido alterando el marco regulatorio original aplicable al sector eléctrico, introduciendo distorsiones en los mecanismos de fijación tarifaria. En este contexto, el marco regulatorio del sector requiere ser revisado en los próximos años, a fin de recuperar señales transparentes de mercado para precios de la electricidad y garantizar que el crecimiento de la economía peruana sea sustentado por un adecuado flujo de inversiones en infraestructura eléctrica, así como por mercados eléctricos eficientes.

Por otro lado, es importante destacar que en los últimos tiempos, la disminución de la pobreza energética y el mayor acceso de la población a los servicios energéticos se han vuelto una prioridad de política pública. Así, el acceso a la energía ha registrado avances significativos. Por ejemplo, la cobertura eléctrica nacional pasó de 69.8% en 2001 a 92.0% en 2014 y, en la zonas rurales, de 24.4% a 75.2%. Las políticas de acceso a la energía vigentes a la fecha incluyen proyectos de

una continuación de esta tradición de gestión del conocimiento sobre temas del sector energético y un reconocimiento a la importancia de la industria para la economía peruana. Se incluye un recuento de la historia eléctrica, así como su importancia para la economía peruana y el impacto que ha tenido Osinergmin como órgano regulador, supervisor y fiscalizador. Además, se evalúan las perspectivas futuras de esta industria, las cuales tienen grandes desafíos en cuanto al cierre de las brechas de infraestructura, la mejora en el entorno regulatorio, el mayor acceso de la población a los servicios eléctricos y, para Osinergmin, el alcance de estándares de clase mundial bajo los lineamientos de gobernanza regulatoria auspiciados por la Organización de Cooperación para el Desarrollo Económico (OCDE).

El presente libro es el resultado del esfuerzo de un equipo multidisciplinario perteneciente a las diferentes áreas de Osinergmin. La Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) fue la encargada de liderar y coordinar su elaboración, habiendo recibido la activa participación de los equipos de trabajo de la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT), la Gerencia de Supervisión de Energía (GSE) mediante sus Divisiones de Supervisión Regional (DSR) y de Supervisión de Electricidad (DSE), así como la Secretaría Técnica de los Órganos Resolutivos (STOR). A este valioso equipo le brindamos nuestro agradecimiento por su esfuerzo decidido, el cual esperamos contribuya al mejor entendimiento del desarrollo de la industria eléctrica en el Perú y se constituya en un importante referente académico para futuras investigaciones sobre la materia.

Arturo Leonardo Vásquez Cordano, Ph. D.
Gerente de Políticas y Análisis Económico
Editor General en Jefe
Osinergmin

suministro eléctrico fuera del sistema interconectado nacional. El presupuesto de inversiones asignado para la electrificación rural sirvió, el último año, para beneficiar a más de 225 mil habitantes, con un objetivo de cobertura de 83.2% en el ámbito rural. Adicionalmente, hace poco se ha promovido el Decreto Legislativo N° 1221 que mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para promover un mayor grado de acceso y uso de la energía eléctrica en el Perú con altos estándares de calidad e innovación.

Es importante destacar que Osinergmin ha fomentado, desde su creación, la difusión del conocimiento como parte de sus actividades. En los últimos tres años, ha editado una serie de libros que buscan describir las principales características de las industrias bajo el ámbito de sus funciones. En esta ocasión, la presente publicación tiene como finalidad explicar y comunicar, a un número amplio de lectores, los principales aspectos económicos técnicos regulatorios de la industria eléctrica en el Perú, así como analizar los impactos de las acciones de Osinergmin en este sector. La idea es sintetizar los principales puntos de discusión ligados al sector eléctrico, con el fin de incrementar el conocimiento de los grupos de interés acerca de las principales particularidades de esta industria.

Por lo tanto, Osinergmin edita **La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país**, como



01

EL SECTOR ELÉCTRICO

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS



“

EL SECTOR ELÉCTRICO

Características técnicas y económicas

El presente capítulo describe las principales características técnicas y económicas de la industria eléctrica. En la oferta, el análisis se divide en los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización. En la demanda se describen particularidades asociadas a la decisión de consumo de los agentes económicos.

”

Foto: www.shutterstock.com

EL SECTOR ELÉCTRICO

Características técnicas y económicas

Desde la comercialización de las primeras bombillas incandescentes en el siglo XIX, la humanidad ha experimentado un cambio estructural en sus hábitos de consumo, convirtiendo la energía eléctrica en un servicio indispensable para el desarrollo de sus actividades cotidianas.

A diferencia de los *commodities* u otros servicios privados, la electricidad posee ciertas características técnicas y económicas que condicionan la estructura organizacional de la industria que la provee. En el presente capítulo se describirá las principales peculiaridades de la industria eléctrica, enfatizando los roles y vínculos de cada segmento inmerso en la cadena de valor del sector.

1.1. CARACTERÍSTICAS DE LA ELECTRICIDAD

La energía eléctrica está definida como 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 empuja el agua vía la tubería; y la corriente eléctrica equivaldría a la tasa a la cual fluye el agua (expresada en litros por segundo) (ver **ilustración 1-1**)

La potencia eléctrica, cuya unidad de medida es el watt (W)¹, 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 100 W y esta permanece encendida por dos horas, entonces, la energía eléctrica consumida sería 200 Wh².

Una de las particularidades de la energía eléctrica está vinculada a la imposibilidad

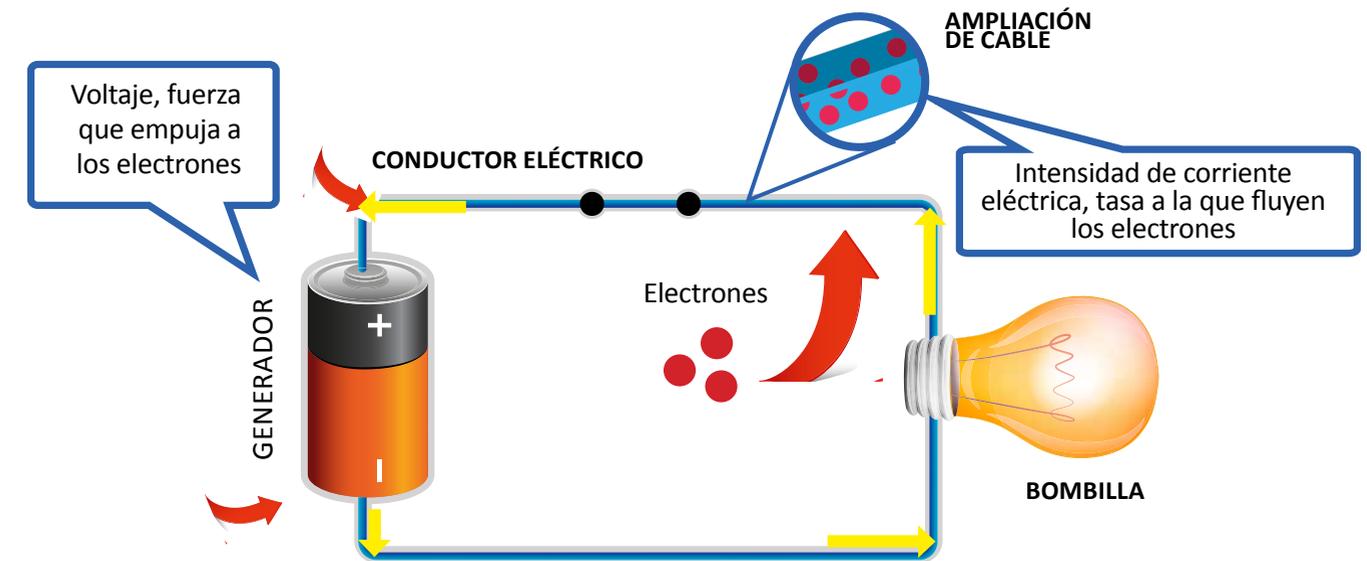
de almacenarla en gran escala a costos viables. Esto genera que su consumo deba ser producido de forma simultánea, con lo cual se requerirá de una capacidad instalada en reserva que actúe como salvaguarda ante contingencias derivadas por incrementos en la demanda eléctrica o fallas en el suministro eléctrico (ver **recuadro 1-1**).

Otra característica de la electricidad es que su utilidad no se deriva de su consumo directo, sino que proporciona una fuente de energía que permite la funcionalidad de equipos eléctricos, convirtiéndose en una demanda derivada de otras necesidades provenientes de los agentes económicos (industrias, hogares y gobierno). Asimismo, es considerada una fuente de energía secundaria, pues se genera a partir del consumo de fuentes de energía primaria como carbón, petróleo, energía nuclear o energía cinética y potencial gravitatoria del agua, vinculando su desarrollo al resto de industrias conexas.



Foto: www.shutterstock.com

Ilustración 1-1
Circuito eléctrico simplificado



Fuente: Biggar y Hesamzadeh (2014). Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Primera central termoeléctrica a ciclo combinado de gas natural (Camisea), Ventanilla-Perú.

Reserva de potencia y margen de reserva

La potencia instalada en la industria eléctrica es la sumatoria de las capacidades reales de generación de cada central eléctrica. Por otra parte, la máxima demanda cuantifica la demanda pico en el marco de un periodo temporal.

La reserva de potencia es la diferencia entre la potencia instalada y la máxima demanda para un periodo determinado, mientras que el margen de reserva se determina a través de la división entre la reserva de potencia y la máxima demanda:

$$\text{Margen de reserva} = \frac{\text{Reserva de potencia}}{\text{Máxima demanda}} \quad [1-1]$$

Por otra parte, el factor de carga es un indicador de la eficiencia en el consumo y se define como el ratio entre la demanda promedio y la máxima demanda registrada dentro de un periodo temporal:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Máxima demanda}} \quad [1-2]$$

De acuerdo con la teoría económica de los bienes públicos, la energía eléctrica es considerada un bien privado debido a que su consumo reduce la disponibilidad de energía para el resto de agentes demandantes (característica de rivalidad) y es económicamente viable restringir el consumo a aquellos agentes que no han contribuido para su provisión (característica de exclusión). En esta línea es importante señalar que, a pesar de que la electricidad sea un bien homogéneo y posea un suministro continuo y confiable, registra limitaciones técnicas vinculadas al alcance de la infraestructura de las redes eléctricas que imposibilitan el grado de las transacciones comerciales entre los países, convirtiéndola en un *commodity* de nivel local. No obstante, desde el enfoque del derecho administrativo, el servicio eléctrico es considerado un servicio público pues los beneficios derivados de su consumo (calefacción, iluminación, refrigeración, entre otros) garantizan un estándar de vida que permite el desarrollo de capacidades mínimas. Se debe, entonces, garantizar que sea provisto de forma eficiente, sostenible y a una tarifa asequible (Ariño, 1999 y Vásquez, 2012).

1.2. LA DEMANDA

La demanda eléctrica se caracteriza por registrar un comportamiento variable durante el día. Al esquema que muestra esta particularidad se le denomina curva o diagrama de carga, el cual permite la identificación de periodos de alta o baja demanda denominados horas punta y horas fuera de punta, respectivamente. Asimismo, si se ordena la demanda de potencia eléctrica de forma descendente, se obtiene una curva de pendiente negativa denominada diagrama de duración, cuya utilidad contribuye al proceso de planificación de las inversiones

en generación eléctrica, proceso que se profundizará en la sección de oferta del sector eléctrico en el presente capítulo.

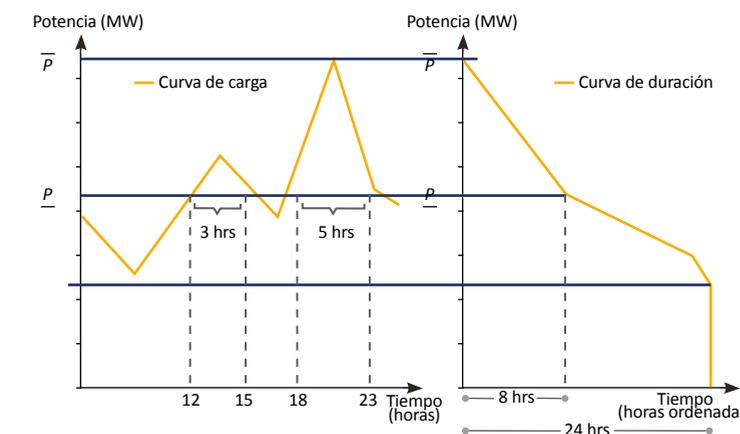
El **gráfico 1-1** muestra los diagramas de carga y de duración durante un periodo temporal de 24 horas. La curva de carga evidencia que entre las 18 horas y las 23 horas se registró la máxima demanda del día en este sistema, mientras que la curva de duración permite conocer que alrededor de un tercio del periodo de análisis, la demanda eléctrica superó la demanda promedio histórica.

De acuerdo con lo que señala Bendezú et al. (2004), la demanda eléctrica ha sido analizada desde dos enfoques. El primero está orientado a investigar la demanda eléctrica a nivel agregado, diferenciando a la demanda vegetativa³ de las cargas especiales vinculadas a grandes clientes industriales (empresas mineras). La

determinación de esta demanda global contribuye a la planificación del sector eléctrico, vinculado a la promoción de la inversión en los segmentos de generación y transmisión eléctrica⁴, al establecer límites confiables al consumo eléctrico durante el periodo de evaluación. El segundo enfoque analiza los determinantes de la demanda eléctrica a nivel de los agentes económicos demandantes (hogares y comercios). La importancia de esta literatura está asociada al diseño de políticas públicas como las de acceso y uso eléctrico, los diseños tarifarios, las políticas de equidad, entre otras.

Para el sector residencial, la demanda eléctrica deriva de los requerimientos de los artefactos eléctricos, los cuales proporcionan al hogar iluminación, refrigeración, ventilación y calefacción, convirtiéndola en un servicio vital para el desarrollo normal de sus actividades en la vida moderna (ver **recuadro 1-2**). En tal sentido, la decisión de consumir electricidad

Gráfico 1-1
Diagramas de carga y duración



Nota. \bar{P} representa la máxima demanda del día, mientras que \bar{P} representa la demanda promedio de potencia histórica.

Fuente: Oren et al. (1985). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Demanda de electricidad residencial

Tal como señala Bendezú (2010), una de las principales líneas de investigación analiza la demanda eléctrica residencial por medio de modelos de elección discreto-continuo (Durbin y McFadden, 1984). Estos incorporan, en una primera etapa, la elección discreta de los bienes durables o portafolios de equipos eléctricos y, en una segunda, la cantidad demandada de electricidad atribuible a los requerimientos de los bienes durables adquiridos en la primera etapa.

Se define la función indirecta de utilidad mediante la siguiente expresión:

$$v_i = V(j, y - r_j, p_1, s_j, \epsilon_j, \eta) \quad [1-1]$$

donde v^i representa el bienestar del hogar i , j simboliza el portafolio de equipos eléctricos escogidos, y es el nivel de ingresos del hogar, r_j es el costo anualizado del portafolio j escogido, p_1 es el precio de electricidad, s_j y ϵ_j representan los atributos observables y no observables del portafolio j escogido, respectivamente, y (η) son las características no observables del hogar i . La probabilidad de que el hogar i elija el portafolio j vendrá dada por:

$$P_j = P[V(j, y - r_j, p_1, s_j, \epsilon_j, \eta) > V(k, y - r_k, p_1, s_k, \epsilon_k, \eta) / \forall k \neq j] \quad [1-2]$$

En tal sentido, el hogar elegirá el portafolio j siempre y cuando le genere un mayor nivel de bienestar con respecto al resto de portafolios k disponibles. Por otra parte, la determinación de la demanda eléctrica (q_i), consecuencia de la elección del portafolio, se derivará aplicando la identidad de Roy a la función indirecta de utilidad v_i :

$$q_i = \frac{-\partial V(j, y - r_j, p_1, s_j, \epsilon_j, \eta) / \partial p_1}{\partial V(j, y - r_j, p_1, s_j, \epsilon_j, \eta) / \partial y} \quad [1-3]$$



Otra corriente de investigación vinculada señala que la demanda eléctrica es una demanda derivada que puede ser formulada mediante la teoría del hogar productor o *household production theory* (Filippini y Pachauri, 2004): el hogar adquiere insumos para generar un servicio que satisface una necesidad que no se puede obtener directamente. Esta idea puede ser representada por la siguiente expresión:

$$U_i = U\left(\overbrace{s_i}^{s(e, ae)}, x_i\right) \quad [1-4]$$

donde U_i simboliza el bienestar del hogar i , cuyos argumentos s , nivel del servicio eléctrico requerido (iluminación, calefacción, refrigeración u otros); y x , vector que representa el resto de bienes requeridos por el hogar i ; determinan el nivel de U . Bajo este marco, en la primera etapa el hogar opera como una firma y busca minimizar el costo de producción del servicio s , en el que tiene como factores productivos a los activos eléctricos (ae) y a la electricidad (e); mientras que en la segunda etapa, el hogar maximiza su nivel de utilidad condicionado a su restricción presupuestal.

estará interrelacionada a la adquisición de ciertos bienes durables, los cuales suelen modelarse como portafolios de artefactos eléctricos. Es por eso que el consumo de energía eléctrica variará en función del uso del *stock* y nivel de eficiencia de los equipos electrónicos existentes (Mamani, 2005 y Bendezú y Gallardo, 2006).

Por otra parte, los agentes comerciales e industriales categorizan a la electricidad como un bien intermedio dentro de sus procesos de producción, pues requieren de una fuente de energía continua y sostenible que permita satisfacer sus necesidades de producción influenciadas por la dinámica de crecimiento económico del país. En tal sentido, la demanda eléctrica comercial e industrial también es considerada una demanda derivada a las necesidades productivas de los agentes económicos involucrados. En esta línea, Vásquez (2004) demuestra la relevancia de la infraestructura del servicio público eléctrico como uno de los pilares centrales para estimular el crecimiento económico, pues conforma la base sobre la cual se apoya la gran mayoría de sectores productivos al posibilitar la existencia de mercados eficientes (ver **recuadro 1-3**). El autor señala que para el caso del Perú, un incremento inicial de 10% en la infraestructura eléctrica puede provocar una respuesta en la tasa de crecimiento de alrededor de 0.25% durante los dos primeros años. Este efecto se diluye gradualmente aproximadamente en los siete años posteriores.



Primera central termoeléctrica a ciclo combinado de gas natural (Camisea), Ventanilla-Perú 13.

Infraestructura de servicios públicos y crecimiento económico

Históricamente, la mayor parte de los estudios acerca de la productividad ha tenido como eje central al sector privado y cómo sus decisiones con respecto a la producción, el empleo y la acumulación de capital, contribuían al crecimiento económico a largo plazo. No obstante, en las últimas décadas, el interés en la inversión de la infraestructura sobre el crecimiento de la productividad se ha acrecentado por la disminución de la productividad posterior a 1973, el potencial impacto de la inversión en infraestructura en la estimulación del crecimiento económico y las estrategias de crecimiento de los países en vías de desarrollo.

La teoría del crecimiento neoclásico de Solow (1956) y Swan (1956) postula que la acumulación de capital está sujeta a rendimientos decrecientes, de manera que el efecto de las inversiones en infraestructura solo generaría un efecto a corto plazo en el crecimiento económico. A largo plazo, el crecimiento sostenido

del Producto Bruto Interno (PBI) *per cápita* se producirá si se registran innovaciones tecnológicas exógenas al modelo, que incrementen la productividad total de los factores productivos de las economías.

En contraste, la teoría del crecimiento endógeno (Romer, 1986 y Lucas, 1988) señala que los procesos de innovación tecnológica se producen por la acumulación del capital físico que genera la adquisición de nuevos conocimientos y promueve procesos más eficientes. Asimismo, por la acumulación del capital humano, que promueve efectos de red derivados de la transmisión de los conocimientos de trabajadores más educados al resto de empleadores.

En este marco, la infraestructura de los servicios públicos (saneamiento, electricidad, telecomunicaciones, entre otros) genera externalidades positivas al resto de industrias privadas que contribuyen a su desarrollo, lo cual impulsa los rendimientos de los factores productivos inmersos y permite alcanzar un

crecimiento económico sostenible a largo plazo. La acumulación de este tipo de infraestructura incentiva la producción de bienes y/o servicios más eficientes, generando un círculo virtuoso de crecimiento y, por tanto, el avance endógeno en las naciones.

Vásquez (2004) señala que la inversión en infraestructura de servicios públicos genera crecimiento endógeno mediante dos mecanismos: i) la externalidad de producción, al incrementar la productividad del sector privado vía complementariedades entre el capital privado y activos públicos, y ii) efectos de las políticas de inversión y de precios en las empresas concesionarias, generando incentivos directos e indirectos en la acumulación del capital físico, humano y de infraestructura pública.

El estudio del impacto de la infraestructura sobre el nivel de producto puede realizarse mediante la teoría de la función de producción, que tiene como objetivo estimar la contribución de la infraestructura y el capital público sobre la producción privada:

$$Y = Y(X, PK) \quad [1-1]$$

Donde Y representa la producción total de la economía, X representa un vector de factores de producción privados [por lo general trabajo (L), el capital (K), pudiendo incluir la energía (E) y los materiales (M)], y PK es un vector de servicios de capital público (por ejemplo, la infraestructura de transporte, electricidad, alcantarillado, agua, etc.)

En general, la infraestructura tiene un efecto directo positivo sobre el producto, al aumentar la producción de los bienes que la utilizan directamente. Asimismo, tendría un efecto indirecto sobre los agentes económicos, al reducir los costos de transacción y, por ende, el precio de realizar otras actividades (comercio, innovación).

Por último, es importante resaltar que en la mayoría de los mercados eléctricos la demanda no responde significativamente ante cambios en el precio de la energía, principalmente por dos razones: i) inexistencia de medidores en tiempo real que señalicen a los usuarios con respecto a las variaciones en el precio de la energía durante el día (Stoft, 2002), y ii) restricción causal entre la dinámica de la demanda y las tarifas del servicio eléctrico debido a que son reguladas y sus modificaciones se realizan en periodos posteriores.

1.3. LA OFERTA

Cuando un usuario enciende una bombilla eléctrica, diversos segmentos en la cadena de suministro se activan al mando de un operador central que coordina sus actividades para poder satisfacer los requerimientos demandados de energía eléctrica. La cadena de valor del sector eléctrico está constituida por tres segmentos que proveen el servicio físico (generación, transmisión y distribución) y un segmento adicional de carácter comercial (ver recuadro 1-4). La función del segmento de generación es transformar alguna clase de energía primaria en energía eléctrica. Por otra parte, el segmento de transmisión permite trasladar la electricidad desde los puntos de producción hacia las áreas de concesión de las distribuidoras eléctricas, las cuales proveen, vía de las acometidas, el servicio hacia los consumidores finales (ver ilustración 1-2).

Diseños de mercado

Históricamente, las actividades del sector eléctrico han sido desarrolladas por monopolios integrados verticalmente, ya que se creía que la coordinación entre los segmentos y procesos de planificación era más eficiente si la realizaba una sola

empresa en su conjunto⁵. Sin embargo, en las últimas décadas, diversos sistemas eléctricos experimentaron un proceso de liberalización y desintegración de los distintos segmentos en la cadena, creando empresas independientes y fomentando la introducción de nuevas compañías en aquellos sectores potencialmente competitivos, así como la regulación en base a incentivos en las actividades con características de monopolio natural (Joskow, 2008).

Hunt (2002) identifica cuatro diseños de mercado en el sector eléctrico que establecen distintas directrices de acción, instituciones e instrumentos operativos sobre los agentes económicos inmersos en este mercado⁶:

i) El monopolio verticalmente integrado. Integra todos los segmentos de la industria

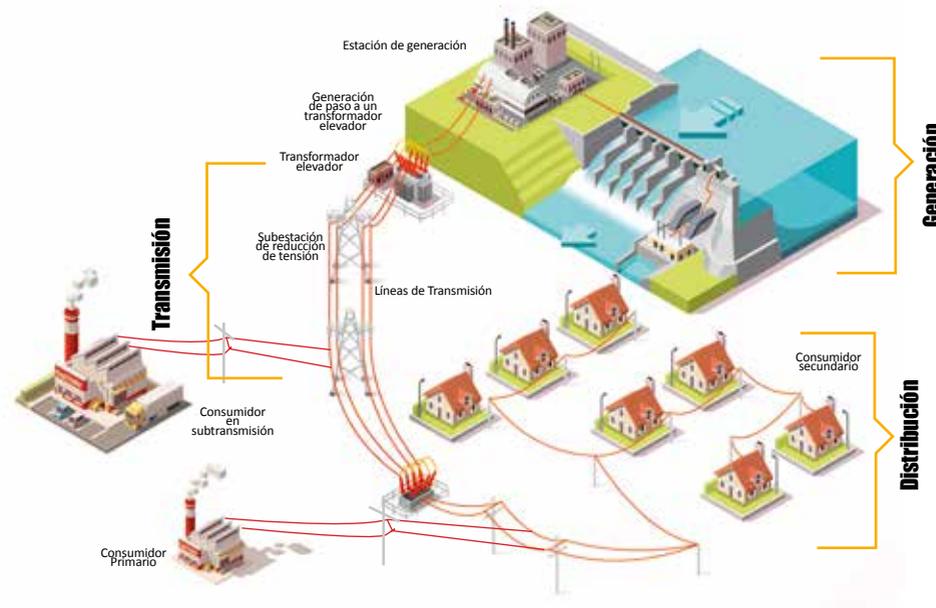
eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización) en una sola empresa.

ii) El modelo de comprador único. Actúa como intermediario o canal obligatorio entre las transacciones realizadas en los segmentos de generación y de distribución, permitiendo que otros generadores eléctricos independientes participen activamente en el mercado eléctrico.

iii) El modelo de competencia mayorista. Todos los generadores eléctricos compiten por precios y/o cantidades, en condiciones similares, para abastecer a los distribuidores eléctricos y grandes consumidores industriales.

iv) El modelo de competencia minorista. Se incorpora al sistema mayorista la posibilidad de que los consumidores escojan a sus proveedores del servicio eléctrico.

Ilustración 1-2
Cadena de valor de la electricidad



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 1-4

Industrias de redes

Las industrias de redes son aquellas que mueven personas, productos o información de un lugar a otro mediante una red física. Estas incluyen las redes de transporte (carreteras, ferrocarriles), redes de información (correo electrónico, telefonía) y redes de servicios públicos (electricidad, gas, agua).

De forma física, la red está formada por nodos y enlaces que se dividen en nodos de entrada/salida y de conexión. En los de entrada/salida fluyen las personas, productos y la información que ingresa o sale de la red, mientras que en los nodos de conexiones, los flujos son llevados a la dirección deseada.

Los enlaces pueden tomar la forma de tubería, cables, rieles y, en un sentido más abstracto, por ejemplo, el espacio aéreo (rutas de aerolíneas). La red puede estar configurada de diversas formas, siendo posible una red enmallada, radial o en forma de árbol (ver ilustración 1-3).

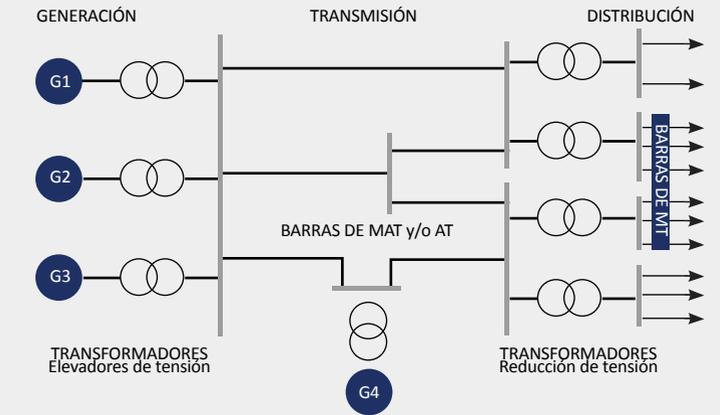
Las industrias de redes constituyen, usualmente, una facilidad esencial, puesto que representan una infraestructura indispensable para completar el transporte de recursos desde los puntos de producción hacia puntos de consumo. En el caso de la electricidad, las redes principales se encuentran en los segmentos de producción, transmisión y distribución. De acuerdo con

Ilustración 1-3
Características de las industrias de redes físicas



Fuente y elaboración: Osinergmin.

Ilustración 1-4
Diagrama Unifilar



Fuente: Vásquez (2014). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Bergman et al. (1998) e IDEI (1999), las industrias de redes registran características económicas específicas que justifican la intervención del gobierno, con el objetivo de contrarrestar las fallas de mercado que derivan en ineficiencias en estos mercados:

1. **Las externalidades de red.** Una de las externalidades más comunes son los denominados efectos de club y congestión. En el primer caso, la utilidad del servicio para un cliente depende del número total de clientes suscritos, por tanto, el efecto de club tiene un impacto positivo sobre los usuarios. Por otra parte, el efecto de la congestión genera un impacto negativo al limitar o restringir la utilidad del servicio a consecuencia de la congestión de la red.

2. **Monopolio natural.** La construcción de la infraestructura de red, por lo general, requiere grandes inversiones, mientras que en las actividades *downstream* tiene costos relativamente reducidos. En otras palabras, existen costos fijos elevados y costos

marginales reducidos. De esta forma, la duplicación de la red o algunas partes de la red es a menudo ineficiente. En estos casos, se considera que la infraestructura es un monopolio natural.

3. **Los servicios de interés general.** Las industrias de red a menudo sirven al interés público desde una perspectiva económica y social. Para la producción y el consumo de bienes y servicios debe existir movimiento de personas, de productos e información. Por lo tanto, las industrias de telefonía, transporte y electricidad cubren necesidades básicas.

La **ilustración 1-4** muestra una aplicación de la industria de redes sobre el proceso de abastecimiento de electricidad. Señala que en esta industria participan varios productores (generadores), los diferentes elementos de transmisión (redes, subestaciones, transformadores, entre otros) y las instalaciones necesarias para distribuir la energía hasta los usuarios finales (redes de distribución, entre otros).

Actividades de la cadena productiva

a) Generación eléctrica

Esta es la primera actividad en la cadena productiva de la industria eléctrica y se encarga de transformar las fuentes de energía primaria en energía eléctrica vía métodos como la inducción electromagnética (ver **ilustración 1-5**). La energía primaria es toda aquella energía extraída de la naturaleza y que no ha sufrido algún tipo de transformación o conversión que no sea la separación o limpieza, mientras que la secundaria se obtiene a partir de la energía primaria empleando algún tipo de proceso de transformación o conversión (Bhattacharyya, 2011).

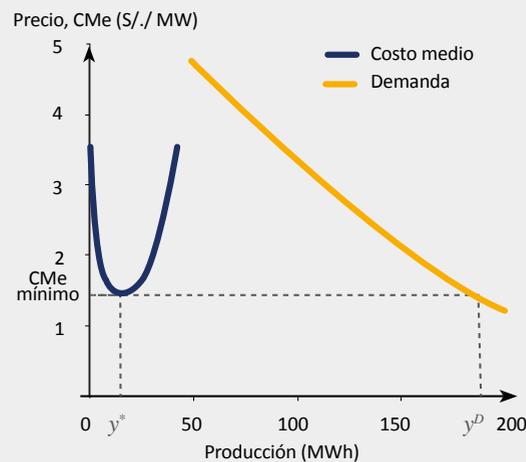
Una particularidad en este segmento es que la magnitud del tamaño de la demanda agregada de electricidad genera que las economías de escala se agoten rápidamente, promoviendo la competencia en este segmento (ver **recuadro 1-5**). Por otra parte, el grado de diversificación del parque generador eléctrico varía en función al tamaño del mercado y la disponibilidad y continuidad de las fuentes de energía primaria que la abastezcan, así como la competencia relativa entre tecnologías. Una industria diversificada suele operar con distintas escalas y tipos de tecnologías de producción: centrales hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas y nucleares, entre otras.

Economías de escala y tamaño de la demanda

RECUADRO 1-5

Las **economías de escala** se definen como aquel escenario en el que el costo medio decrece a medida que el nivel de producción se incrementa. Esto se explica por la existencia de importantes costos fijos que se distribuyen de forma inversamente proporcional al nivel de producción generado. En el **gráfico 1-2** se muestra la curva de costos medios para una empresa generadora eléctrica y la curva de demanda eléctrica. En el tramo de producción eléctrica de 0 a y^* MWh se registran economías de escala; sin embargo, son pequeñas en relación al tamaño de la demanda de este mercado, incentivando el ingreso de nuevos generadores para satisfacer la demanda de y^D MWh.

Gráfico 1-2
Economías de escala y estructura de mercado



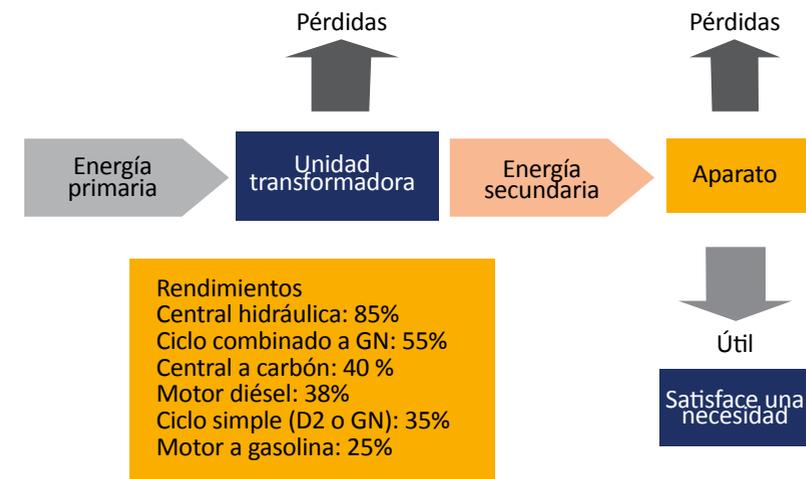
Fuente: Train (1991). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Otra de las características en este segmento es el grado de control operativo de las fuentes de energía primaria utilizadas. En tal sentido, la generación térmica, geotérmica e hídrica puede variar su producción controlando la magnitud del vapor que se traslada a la turbina. No obstante, en el caso de las generadoras renovables (solar, eólica, entre otras), la máxima producción eléctrica está sujeta a las condiciones climatológicas, generando un riesgo sobre la confiabilidad del mercado. Asimismo, es importante señalar que durante el proceso de transformación y consumo de la energía primaria y secundaria, se pierde energía debido al grado de eficiencia de las unidades transformadoras y artefactos eléctricos utilizados (ver **ilustración 1-6**).

Asimismo, otra singularidad del segmento está vinculada a la flexibilidad de respuesta ante variaciones en la demanda u oferta eléctrica. En efecto, Biggar y Hesamzadeh (2014) señalan que muchas generadoras hidroeléctricas pueden incrementar su producción en un periodo de segundos o minutos, mientras que la gran mayoría de generadoras térmicas necesitan un periodo de respuesta mucho mayor (ver **recuadro 1-6** para mayor detalle).

La flexibilidad de las centrales eléctricas es una herramienta vital para gestionar la variabilidad en la demanda.

Ilustración 1-6
Proceso de transformación y pérdidas de la energía primaria



Fuente: Espinoza (2005). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Flexibilidad de las centrales de generación

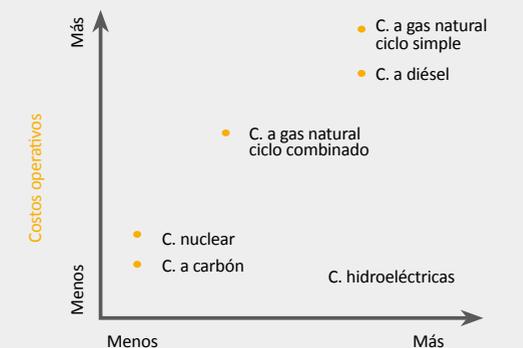
RECUADRO 1-6

Debido a la necesidad de mantener un equilibrio constante entre la oferta y la demanda, la flexibilidad de las centrales eléctricas es una herramienta vital para gestionar la variabilidad en la demanda eléctrica y proporcionar servicios de soporte auxiliares al sistema.

Las distintas tecnologías tienen varias características para ajustarse a cambios en la demanda. Una medida de esta flexibilidad es la tasa de ajuste (*ramp rate*), que refleja la velocidad a la que una central puede aumentar o disminuir su producción, la cual está medida en MW/hora o como porcentaje de capacidad, por unidad de tiempo. Las centrales de carbón, por ejemplo, poseen menor facilidad que las de gas natural para ajustar su producción ante cambios inesperados en la demanda.

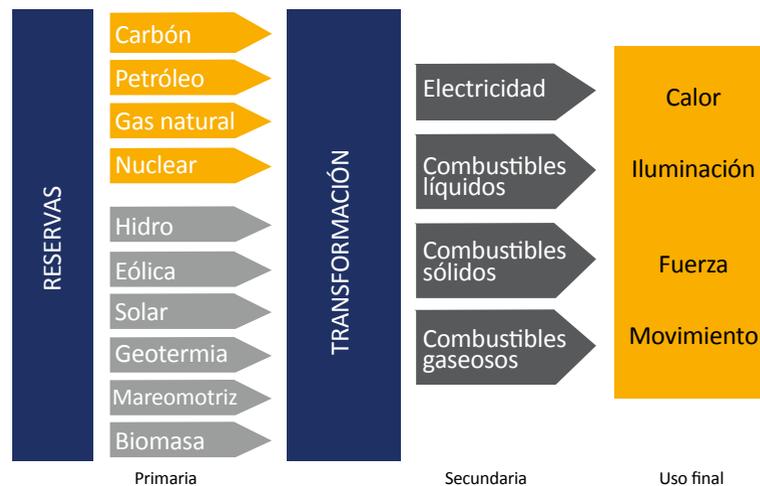
Otra medida de flexibilidad es el tiempo de rampa (*ramp time*), que mide la cantidad de tiempo que transcurre desde el momento en que un generador se enciende para proporcionar energía a la red en su límite mínimo de funcionamiento en horas (este límite corresponde a la menor capacidad que una planta puede generar cuando se enciende).

Gráfico 1-3
Comparación entre flexibilidad y costos de operación



Fuente y elaboración: Pennsylvania State University (2015).

Ilustración 1-5
Proceso de transformación de la energía primaria



Fuente: Espinoza (2005). Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Foto: www.shutterstock.com

Por otra parte, debido a las diferentes estructuras de costos entre tecnologías de generación (costos fijos y costos variables), la manera óptima de proveer energía y potencia eléctrica es mediante una diversificación de las tecnologías que minimicen el costo total de generación dado un nivel de demanda eléctrica requerido. Los costos fijos son aquellos independientes del nivel de producción de la central y están compuestos, principalmente, por el nivel de inversión; mientras que los costos variables dependen de la cantidad de energía producida por la central y están compuestos, sobre todo, por el costo de los combustibles.

b) Transmisión eléctrica

El segmento de transmisión eléctrica permite transportar la electricidad desde los centros de generación hacia las zonas de consumo final. Estos sistemas están compuestos por líneas de transmisión, subestaciones de transformación, torres de transmisión, entre otras instalaciones.

La transmisión eléctrica registra características de monopolio natural⁸ debido a que presenta importantes economías de escala en el diseño de sus instalaciones con respecto a la capacidad de las líneas; en tal sentido, el costo medio de transportar electricidad por kilómetro de red instalada se reducirá a medida que se

incrementa la capacidad de transmisión de la red⁹. Las economías de escala se deben a la presencia de importantes costos fijos y a los fuertes aumentos de capacidad derivados de cambios en el voltaje. Los costos fijos se explican por el carácter complejo de la planificación y operación de las líneas de transmisión: valor de las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, costos de contratación de operadores de las instalaciones, cuadrillas necesarias para realizar las labores de mantenimiento preventivo y correctivo, entre otros.

De acuerdo con Biggar y Hesamzadeh (2014), la justificación de la presencia de este segmento en la industria eléctrica está vinculada, en gran medida, a la localización de las fuentes primarias de energía. Esto se debe a que impacta directamente en los costos de instalación de las centrales y en los de transporte de la energía (es más económico trasladar energía eléctrica que transportar las fuentes de energía primaria hacia los puntos de demanda).

Por otro lado, la transmisión presenta economías de densidad asociadas al uso de la capacidad de las líneas en función de los niveles de energía que se transportan. Así, si existe capacidad no utilizada, resultará más eficiente incrementar la carga sobre el sistema de transmisión existente antes que construir uno nuevo. La sobrecapacidad puede deberse a factores como las indivisibilidades en el tamaño de las instalaciones y el uso de niveles de voltaje estandarizados. Otra particularidad de este segmento está asociada a que con el fin de ahorrar costos y reducir las pérdidas de energía, la transmisión se realiza a voltajes elevados (vía subestaciones), generando mayor eficiencia en el transporte (ver recuadro 1-7).

Costos marginales de transmisión, pérdidas de energía y congestión

En las redes eléctricas, parte de la energía que transita por las líneas se pierde al calentar los transformadores y conductores (pérdidas de transmisión). De esta forma, solo alrededor de 98% de la energía inyectada es transportada hacia los nodos de consumo. Así, el despacho óptimo requiere la producción de una cantidad mayor a la demanda.

Las pérdidas de energía son menores en líneas de mayor capacidad. Esto se debe a que más voltaje genera menor resistencia y el flujo de corriente es menor por MW transportado (ver ilustración 1-7)¹⁰.

Asimismo, las pérdidas de energía son mayores en líneas más cargadas ante igual incremento de corriente. Por ejemplo, en el gráfico 1-4, en el punto A y B, existe un mismo incremento de

corriente, sin embargo, al haber más corriente, las pérdidas son mayores en el punto B.

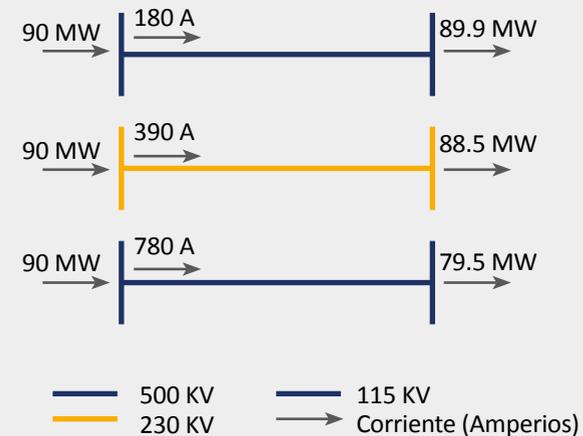
Asimismo, las redes eléctricas pueden experimentar congestión y esta limita la cantidad de energía que puede transportarse en una línea de transmisión. Desde el punto de vista físico, la máxima transferencia de energía se denomina límite térmico. Existen otras restricciones que en muchos casos no permiten la operación de las líneas eléctricas con flujos de potencia cercanos a su límite térmico, como un reducido voltaje y frecuencia (Castellanos, 2014).

Dadas la congestión y las pérdidas en las líneas de transmisión, algunos nodos de la red no pueden acceder a la producción de la generación más eficiente en el sistema, lo que ocasiona diferentes

precios nodales. Los precios (costo marginal) en cada nodo, representan el valor de la energía en dicho nodo.

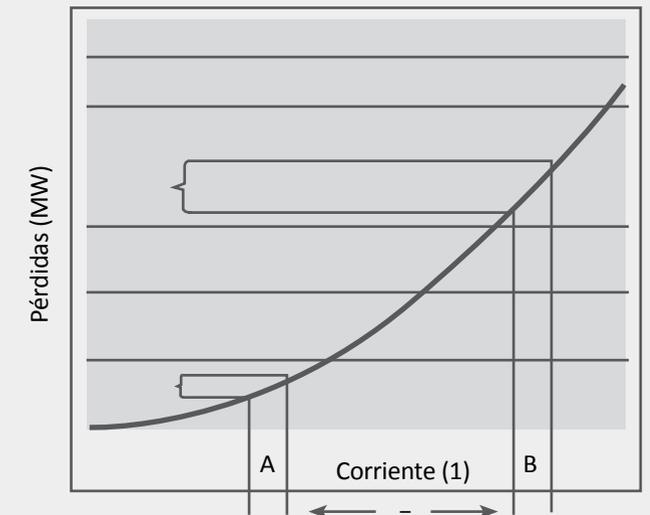
La tarificación en base a los precios nodales es marginalista. Así, el precio de la electricidad en cada nodo representa los costos incurridos en una red eléctrica y los de generación, la congestión y las pérdidas de energía. Los precios nodales se definen como los costos marginales para satisfacer un incremento de demanda. En el caso de la actividad de transporte de electricidad, la tarificación al costo marginal solo permite recuperar un tercio de los costos de la infraestructura (debido a los altos costos fijos), por lo cual, la diferencia debe ser recuperada con una tarifa adicional (Crampes y Laffont, 2001).

Ilustración 1-7
Relación entre potencia y pérdidas



Fuente y elaboración: Drew (2004).

Gráfico 1-4
Relación entre corriente y pérdidas



Fuente y elaboración: Drew (2004).

La coordinación de las inversiones de generación y transmisión

Un aspecto muy importante en las industrias liberalizadas de redes es la interacción entre los sectores desintegrados verticalmente. Si bien las decisiones de inversión en generación y transmisión se realizan de manera independiente, estas provocan importantes interrelaciones.

En la industria eléctrica integrada verticalmente, la inversión en activos de generación y transmisión se realiza de manera integrada, buscando minimizar los costos para todo el sistema, de acuerdo con un nivel de calidad del servicio preestablecido (Holburn y Spiller, 2002). En un contexto de industria eléctrica liberalizada, los problemas de coordinación pueden resultar en niveles no óptimos de inversión. Al respecto, dos aspectos son importantes: i) los problemas (intrínsecos) de coordinación entre las inversiones en generación y transmisión; y ii) el comportamiento estratégico de los generadores (Crampes y Léautier, 2014) (Ver **ilustración 1-8**).

El problema de coordinación entre las actividades de generación y transmisión está relacionado con el carácter complementario o sustituto de ambos tipos de inversiones: el carácter

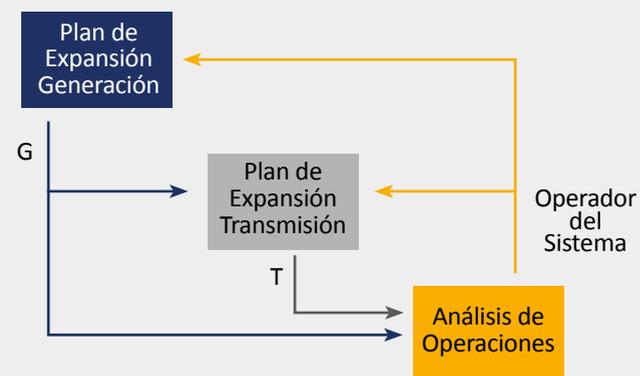


Sistema de la central termoelectrica a ciclo combinado de gas natural (Camisea), Ventanilla-Perú

sustitutivo puede generar el comportamiento estratégico de los agentes, los cuales podrían ocasionar un efecto sobre la competencia. Por ejemplo, un nuevo generador necesita algún tipo de inversión en infraestructura de transmisión para poder ser conectado a la red. Asimismo, una nueva inversión en generación puede ser ineficiente si la energía suministrada aumenta la congestión en determinada línea y se impide el suministro de centrales más eficientes en determinadas localidades o se disminuye la confiabilidad del sistema (Joskow y Tirole, 2003). Además, una nueva instalación de transmisión que incremente la capacidad de interconexión entre dos zonas geográficas puede reducir el valor de un generador que se ha instalado en aquella localidad con un precio zonal más elevado. Asimismo, la infraestructura de transmisión adicional puede servir como sustituto a una nueva capacidad de generación (Crampes y Léautier, 2014).

De esta forma, la regulación de las inversiones en generación y transmisión en un mercado eléctrico competitivo ha sido un tema de debate intenso durante la última década en medios académicos y políticos. En la actualidad, la mayor parte de la inversión en una nueva infraestructura de transmisión se realiza mediante el método de transmisión regulado. En estos casos, la nueva infraestructura de transmisión es considerada según un plan de expansión, tomando en cuenta un análisis costo-beneficio (ACB) que considera aspectos económicos de confiabilidad y otros de política pública.

Ilustración 1-8
Planes de inversión según la operación óptima al mínimo costo



Fuente y elaboración: Osinermin.

c) Distribución eléctrica

En el segmento de transmisión se transporta energía eléctrica a altos niveles de tensión y a largas distancias, mientras que en el segmento de distribución se traslada electricidad hacia los consumidores finales mediante redes eléctricas de mediana y baja tensión.

Las instalaciones de un sistema de distribución comprenden líneas y redes primarias en media tensión (MT), subestaciones de distribución (SED), redes de distribución secundaria (BT) y el servicio particular e instalaciones de alumbrado público (AP). Las líneas y redes primarias transportan energía eléctrica en media tensión desde el sistema de transmisión hasta las redes de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores.

Asimismo, las redes de distribución secundaria transportan energía eléctrica en baja tensión a los usuarios finales. Por último, la parte de la conexión entre la red de distribución secundaria y el medidor eléctrico se denomina acometida.

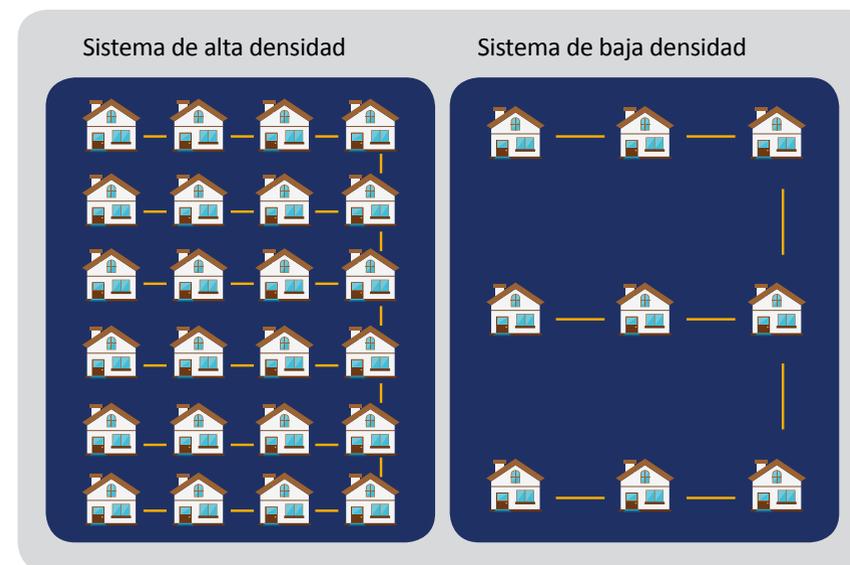
En el caso de las líneas y redes primarias y secundarias, los costos de distribución son subaditivos, en tanto poseen economías de ámbito, pues resulta más económico distribuir energía y potencia por un solo sistema que distribuirlo vía dos o más sistemas independientes. Es importante señalar que las empresas de distribución eléctrica ofrecen, principalmente, dos servicios: energía y potencia, por tanto, se clasificarían como

firmas multiproducto. Asimismo, exhiben economías de densidad asociadas a la disminución en los costos medios conforme se incrementa la densidad de la red. En el lado izquierdo de la **ilustración 1-9** se observa que, ante un nivel elevado de densidad de usuarios finales, el costo medio de proveer el servicio es relativamente bajo, ya que el total de la red se reparte entre un mayor número de usuarios. En cambio, en el lado derecho del mismo gráfico se muestra que ante un escenario de baja densidad de usuarios finales el costo medio se incrementa, pues el costo total de la red se reparte entre pocos usuarios.

Por otra parte, el desarrollo de redes inteligentes o *smart grids* proporciona una relación bidireccional con respecto a los patrones de consumo, precios e información técnica entre las empresas de distribución y los consumidores finales. La red inteligente está compuesta por controles, ordenadores, sistema de automatización, nuevas tecnologías y herramientas que interactúan entre sí, con el fin de hacer a la red más eficiente, más fiable, más segura y más respetuosa con el ambiente (IEA, 2011).

Por último, el desarrollo integral de estos sistemas requiere de los *smart meters* o telecontadores, medidores eléctricos digitales que recopilan información sobre el uso de la energía y la envían en forma segura a un centro de operaciones y control. Esto permite al consumidor conocer la magnitud de la energía que está consumiendo en tiempo real y optar por desconectarse dependiendo de sus restricciones presupuestales.

Ilustración 1-9
Densidad del sistema de distribución



Fuente y elaboración: GPAE-Osinermin¹¹.

d) Comercialización

El segmento de comercialización eléctrica representa una actividad complementaria al proceso físico de generación y transporte. Su función está vinculada a la entrega de electricidad desde la generación hasta el usuario final y se divide en comercialización mayorista (entre generadores y distribuidores) y minorista (con los usuarios regulados del servicio).

La actividad de comercialización, al igual que la de generación eléctrica, presenta características de ser un mercado potencialmente competitivo, lo que permitiría la entrada de una gran cantidad de operadores en el mercado. Sin embargo, es importante señalar que en el Perú la actividad de la comercialización minorista se encuentra, a la fecha, integrada al segmento de distribución eléctrica.

El segmento de comercialización incorpora al sistema mayorista la posibilidad de que los consumidores escojan a sus proveedores del servicio eléctrico (ver **ilustración 1-10**). El grado de competencia en este diseño será influenciado por el menú de precios, los distintos niveles de calidad u otros servicios que ofrezcan los agentes comercializadores a los usuarios finales: regulados o no regulados (libres).

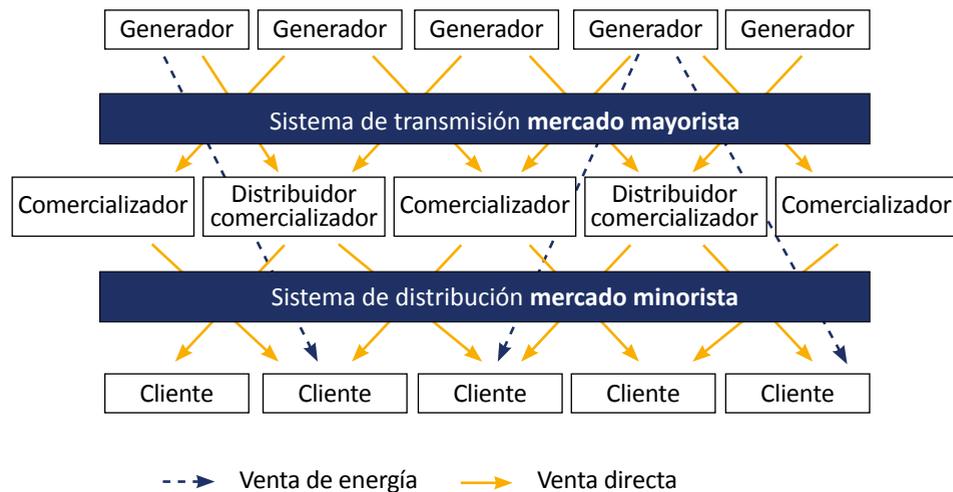
1.4 . OPERATIVIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Según Chao y Wilson (1987), es necesaria la existencia de un operador que coordine la producción de las distintas centrales de generación para abastecer la demanda de forma sostenible debido a: i) la variabilidad temporal y aleatoria de la oferta y demanda, ii) la incapacidad de almacenamiento de la electricidad y iii) la existencia de múltiples tecnologías con diferentes estructuras de costos¹².

“Es importante señalar que en el Perú la actividad de la comercialización minorista se encuentra, a la fecha, integrada al segmento de distribución eléctrica.”

El operador del sistema coordina y asigna económicamente a las centrales de generación en función a la eficiencia productiva del parque eléctrico, priorizando aquellas con menores costos variables, hasta lograr cubrir la demanda en cada hora del día. Las principales funciones de este operador son: i) observar la evolución de la carga requerida mediante diferentes indicadores en un centro de control, ordenando a los generadores que inicien o detengan la producción; ii) planificar el despacho por adelantado para que las centrales de generación estén preparadas para producir; y iii) corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho, dependiendo de las eventualidades que podrían surgir, como una mayor demanda y la salida de centrales (ver **recuadro 1-9**).

Ilustración 1-10
Modelo de competencia minorista



Fuente: Hunt (2002). Elaboración: GPAE-Osinermin.

La coordinación a corto plazo del sistema

La desintegración vertical impone desafíos relacionados con el diseño de mercado y un marco regulatorio que permitan desarrollar de forma integrada las industrias de redes. Las características de las industrias de redes propias del mercado eléctrico generan una fuerte interdependencia entre sus diversas actividades.

En el sector eléctrico, la coordinación en tiempo real de las instalaciones de generación y transmisión es una necesidad en un mercado verticalmente desintegrado. En el esquema tradicional de empresas verticalmente integradas se establecía internamente. De esta forma, la apertura a la competencia debe pautar arreglos que garanticen la fluidez en tiempo real del sistema y así evitar interrupciones en el suministro. Las interrelaciones propias de las redes eléctricas hacen necesaria la creación de un ente intermediario que se encargue de coordinar el sistema para facilitar las transacciones entre los distintos generadores eléctricos y la demanda (Hogan, 1998). Su establecimiento es un problema central en el desarrollo de los mercados eléctricos competitivos, dadas las complejas interacciones a corto plazo en la red y la necesidad de mantener la confiabilidad del sistema.

Foto
Sala de operaciones del COES



Foto: COES-Sala de operaciones.

RECUADRO 1-9

Determinación del parque generador eléctrico óptimo

Con el objetivo de contextualizar la metodología por la cual se determina la diversificación de las capacidades de generación eléctrica de manera eficiente, se describirá un ejemplo hipotético con tres tipos de tecnología de generación. En la parte inferior del **gráfico 1-16**, se muestran los costos totales de tres tecnologías de generación eléctrica (hidroeléctrica, central térmica a gas natural y central térmica a diésel) según el número de horas de funcionamiento a lo largo de un año.

Las centrales hidroeléctricas presentan el costo variable más bajo debido a que no utilizan combustibles para la generación eléctrica, seguidas de las de gas natural y por último de aquellas a diésel, que presentan los costos variables más altos. Se observa que para la fracción de consumo que se requiera por un número de horas menor a T_1 es más económico instalar una generadora a diésel, entre T_1 y T_2 conviene una generadora a gas natural y para más de T_3 horas, una central hidroeléctrica.

En la parte superior del **gráfico 1-5**, se presenta la curva de duración que muestra los niveles de demanda de capacidad que se registraron para cada hora del año, ordenados de mayor a menor. Se puede utilizar las curvas de costos totales junto con el diagrama de duración para determinar cuánta capacidad se debe instalar de cada tipo de tecnología.

Como se mencionó anteriormente, cuando se requiere el abastecimiento de un cierto volumen de electricidad por menos de T_1 horas al año, es más económico que se instale una central a diésel. Por ello, esta tecnología debe tener una participación en la capacidad instalada total, igual a la máxima demanda menos la demanda de potencia registrada en T_1 , por lo cual la capacidad a instalar de la central a diésel ascendería a P_{D1} . Cuando se requiere una generadora que funcione entre T_1 y T_2 , la unidad más económica es la central a gas natural y la capacidad requerida de esta tecnología asciende a P_{NG} . Por último, para las demandas con una duración mayor a T_3 horas se requiere generación hidroeléctrica y una capacidad a instalar correspondiente a P_{HI} . Es importante señalar que la capacidad instalada (o potencia nominal) de una central no es aprovechable en su totalidad, debido a restricciones físicas asociadas al funcionamiento de toda máquina, la potencia realmente aprovechable se denomina **potencia efectiva** (ver **recuadro 1-10**).



Potencia nominal, potencia efectiva y potencia firme

• **Potencia nominal.** Es la capacidad instalada del generador. No es aprovechable en su totalidad (solo lo sería bajo condiciones ideales), por lo que si se extrae la porción de potencia instalada que es realmente aprovechable tendríamos la potencia efectiva.

• **Potencia efectiva.** Es la capacidad de generación que tiene una central y que puede garantizar con una continuidad aceptable:

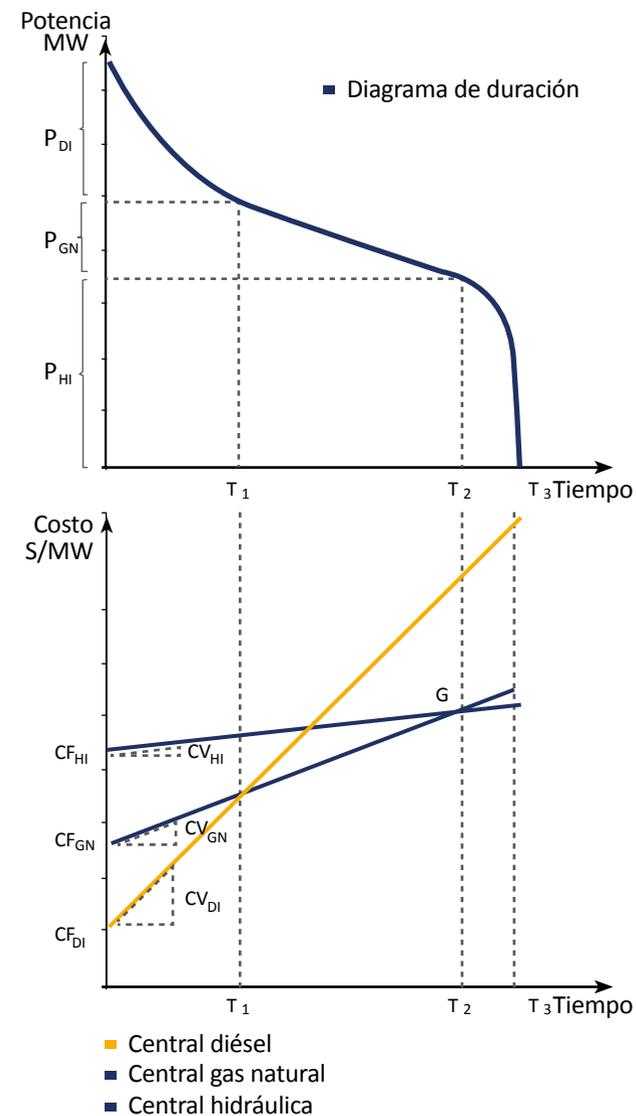
$$\text{Factor de Planta (FP)} = \frac{\text{Producción Promedio}}{\text{Potencia Efectiva}} \quad [1-1]$$

Considerando que el año tiene 8760 horas:

$$\text{Factor de Planta (FP)} = \frac{\text{Energía Total producida anual}}{\text{Potencia Efectiva} \times 8760} \quad [1-2]$$

• **Potencia firme.** Es la capacidad de generación que una central puede garantizar en las condiciones más adversas (condiciones climáticas, disponibilidad de insumos, factores de indisponibilidad fortuita, entre otros).

Gráfico 1-5
Diagrama de duración y capacidad eléctrica eficiente



Nota. CF (Costo fijo), CV (Costo variable), P (Potencia) y T (Tiempo).
Fuente: Oren (2000). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cálculo de la energía no suministrada

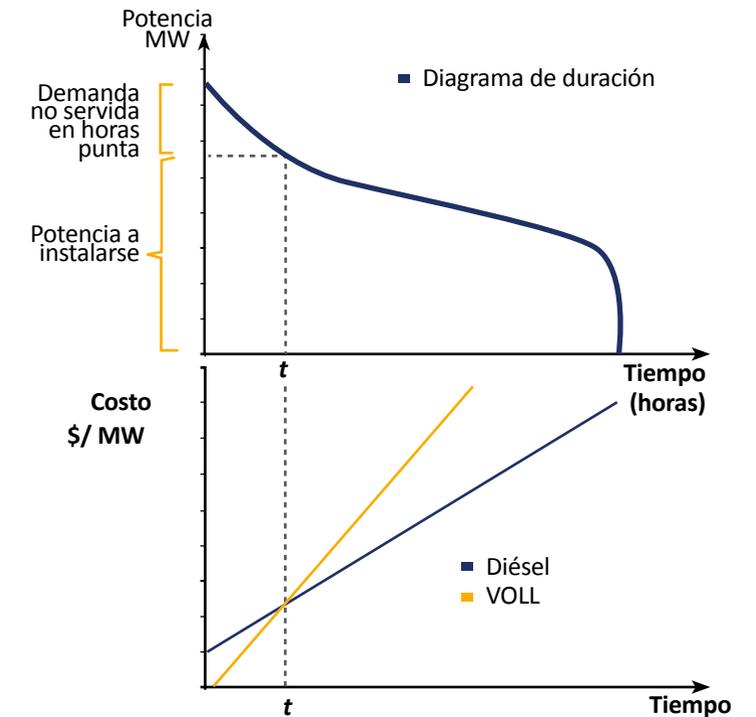
Debido a la presencia de demandas eléctricas atípicas y cuya ocurrencia es escasa durante el año, se debe analizar la eficiencia económica de invertir en capacidad de generación adicional que abastezca estos requerimientos. En este contexto, se introduce el concepto del Valor de la Energía No Suministrada (VOLL¹³, por sus siglas en inglés), el cual indica la máxima disponibilidad a pagar de los consumidores para evitar cortes imprevistos del suministro eléctrico.

En el gráfico 1-6 se realiza una comparación entre el VOLL y el costo total de la central a diésel. El VOLL se representa por una línea recta que parte del origen y su pendiente representa el valor por MWh que los usuarios le otorgan a la energía. Para la demanda eléctrica comprendida entre el periodo de t horas, la valorización de la energía por parte de la demanda sería inferior al costo de proveerla mediante una central diésel. En conclusión, durante un periodo de t horas al año, no es eficiente invertir en capacidad adicional. El tiempo óptimo de corte se determina calculando la intercepción entre el costo total de la central a diésel ($CF + CV_D * t$) y el valor total para los usuarios ($VOLL * t$):

$$t = \frac{CF_D}{VOLL - CV_D} \quad [1-1]$$

En este capítulo se presentaron las principales características técnicas y económicas vinculadas al sector eléctrico. Además, se identificó el grado de heterogeneidad de la demanda, así como las condiciones por las que se fomenta la competencia o se establecen

Gráfico 1-6
El VOLL y la obtención de la carga no servida



Fuente: Oren (2000). Elaboración: GPAE-Osinergmin.



mecanismos regulatorios en ciertos segmentos de la industria. En el capítulo 3 se realizará un análisis de la historia regulatoria en el Perú, enfatizando las reformas y sus implicancias en la industria eléctrica peruana.



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LA ELECTRICIDAD

En la actualidad, la electricidad tiene ciertas características que hacen desafiante la regulación de la industria en un mercado liberalizado y segmentado verticalmente: su carácter de bien no almacenable en términos económicamente competitivos, la inelasticidad de la demanda a corto plazo, y la necesidad de mantener en equilibrio en tiempo real el sistema.

A futuro, los desafíos para la regulación de la industria eléctrica estarán asociados al diseño e implementación de políticas que promuevan un mercado más competitivo y eficiente, en el cual se impulse la integración energética y de los servicios y las inversiones en infraestructura. Una amplia gama de políticas regulatorias serán necesarias para aprovechar el considerable potencial de las nuevas tecnologías, las reformas institucionales y los nuevos modelos de negocios.

En este contexto, los gobiernos, los reguladores y los usuarios desempeñarán un papel mucho más activo en la toma de decisiones de los agentes privados. Así, se espera que todos los grupos de interés puedan observar, comprender y actuar en consecuencia con las condiciones del mercado y, como tal, adaptarse, adoptando las decisiones adecuadas. Asimismo, se espera que puedan mantener compromisos creíbles sobre la estabilidad de sus regulaciones, dada la particularidad de costos hundidos de las inversiones en la industria eléctrica.

Nuestra confianza es que los reguladores mantengan su quehacer en el ámbito técnico, fortaleciendo su independencia y su estabilidad, pero sobre todo en la generación de credibilidad en el sector.

Ing. Julio Salvador Jácome
Gerente General de Osinergmin



02

RECURSOS Y GENERACIÓN

LA ELECTRICIDAD EN EL MUNDO





“

RECURSOS Y GENERACIÓN

La electricidad en el Mundo

A nivel mundial se ha modificado la matriz energética con la finalidad de llevar electricidad a los hogares más alejados, combatir el cambio climático y mejorar la eficiencia energética. Las mejoras tecnológicas y la mayor inversión han permitido lograr avances significativos. Por ello es importante conocer su desarrollo mundial y analizar la posición de Perú con respecto al mercado internacional.

”

RECURSOS Y GENERACIÓN

La electricidad en el mundo

La producción de electricidad en el Perú se ha duplicado en las últimas dos décadas gracias al crecimiento de la demanda y disponibilidad de recursos. En paralelo, el mundo también ha experimentado cambios en su matriz de generación eléctrica. Así, en el presente capítulo se realiza una comparación de la magnitud del mercado mundial con el local. Asimismo, se explica la relevancia de las fuentes renovables en el sector.



Foto: www.shutterstock.com

2.1. INDICADORES COMPARATIVOS DEL MERCADO NACIONAL Y MUNDIAL

Según datos estimados por la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) de Osinermin, la capacidad instalada de generación eléctrica en el mundo a 2015 fue 6208 gigawatts (GW). La mayor proporción se concentró en el continente asiático con 2881 GW, 46% del total del mundo. Los países con la mayor capacidad instalada en Asia fueron China (1433 GW), Japón (320 GW) e India (312 GW).

Por otra parte, Europa concentró 23% (1427 GW) de la capacidad mundial, mientras que Norteamérica 22% (1335 GW). Los países que tuvieron la mayor capacidad instalada

fueron Alemania (197 GW) y Estados Unidos (1127 GW), respectivamente.

Centro y Sudamérica solo representaron 4.5% de la capacidad mundial (318 GW), siendo Brasil y Argentina los países que contaron con la mayor capacidad instalada (134 GW y 42 GW, respectivamente). Perú contó con 12 GW, apenas 0.2% de la capacidad instalada mundial (ver **gráfico 2-1** y **mapa 2-1**).

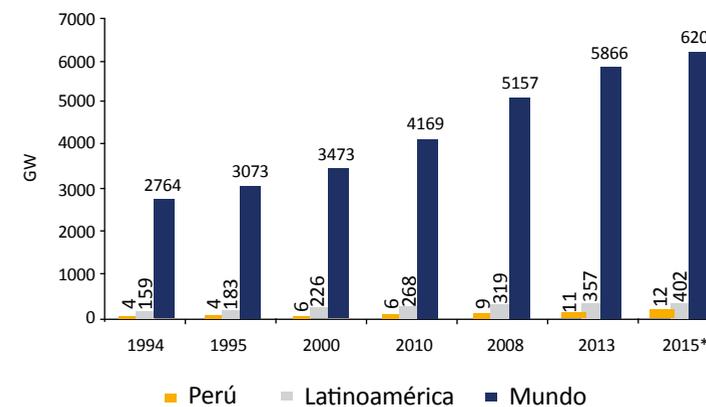
Se estima que la generación de electricidad a nivel mundial en 2015 fue 23 950 terawatts hora (TWh). El continente que tuvo la mayor participación fue Asia con 47% (11 229 TWh), seguido de Norteamérica con 22% (5260 TWh), Europa con 21% (5017 TWh) y Centro y Sudamérica con 6% (1364 TWh).



A 2015, la capacidad instalada de generación en el mundo fue 6208 gigawatts (GW). La mayor proporción se concentró en Asia con 46% del total. Por otra parte, Europa concentró 23%, mientras que Norteamérica 22%. Centro y Sudamérica solo representaron un 4.5% de la capacidad mundial.



Gráfico 2-1
Evolución de la capacidad instalada de generación en Perú, Latinoamérica y el mundo

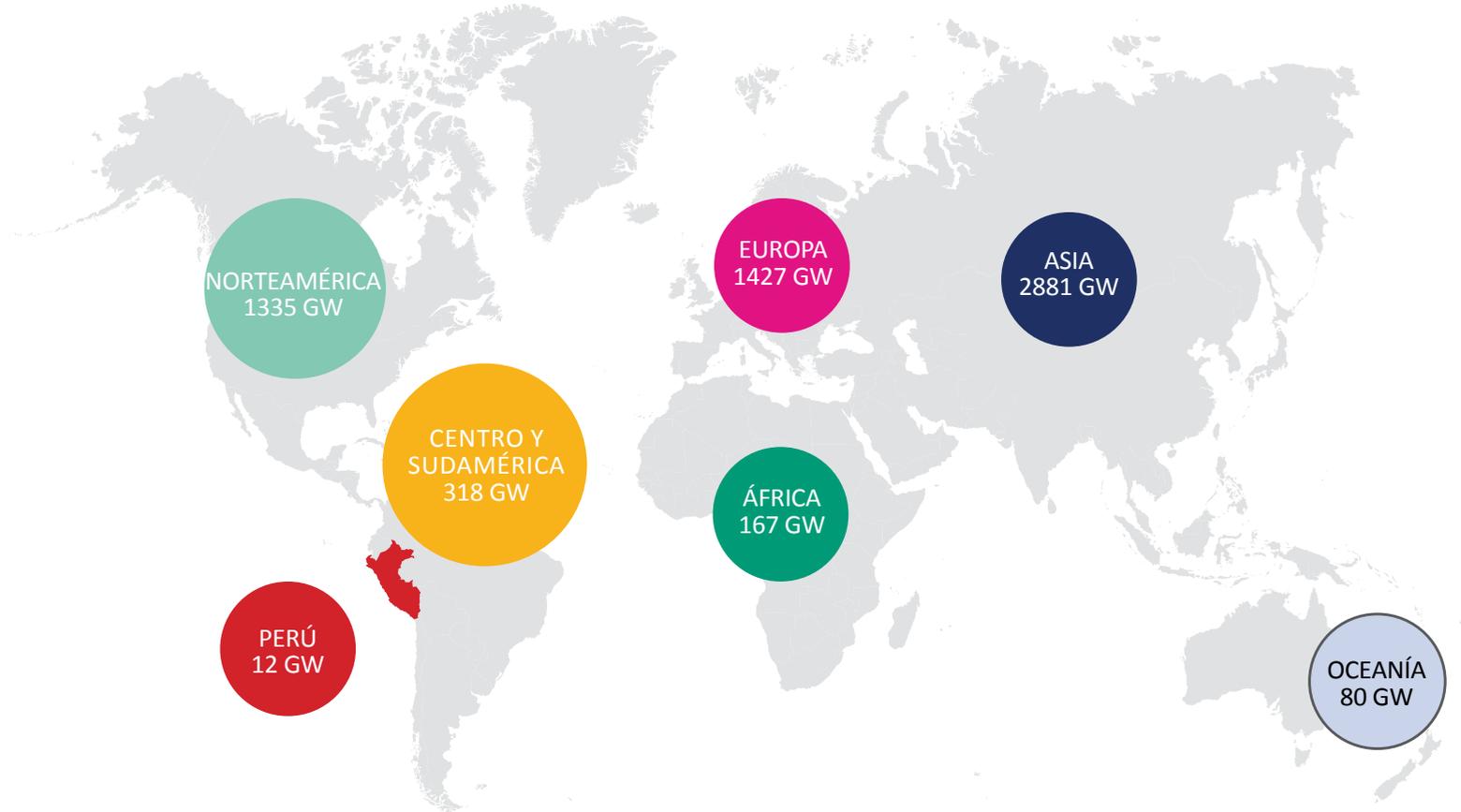


* Para 2015, los datos de la capacidad instalada mundial y de Latinoamérica son estimados en base a información de la ONU, mientras que la capacidad de Perú es la reportada por el MEM.

Fuentes: ONU y MEM. Elaboración: GPAE-Osinermin.

A 2015, la generación de electricidad a nivel mundial fue 23 950 TWh. El continente que tuvo la mayor participación fue Asia con 47%, seguido de Norteamérica con 22%, Europa con 21% y Centro y Sudamérica con 6%.

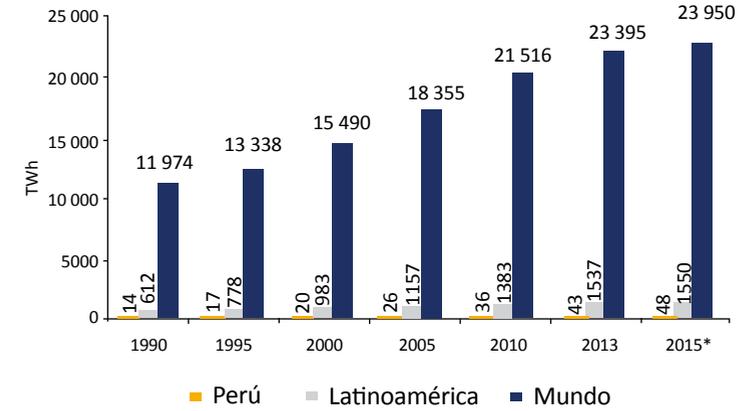
Mapa 2-1
Distribución de la capacidad instalada de generación en el mundo, 2015*



* Los datos de capacidad instalada de todos los continentes son los estimados en base a la ONU, mientras que la capacidad de Perú es la reportada por el MEM.

Fuentes: ONU y MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-2
Evolución de la generación de electricidad en Perú, Latinoamérica y el mundo



* Para 2015, los datos del consumo mundial y de Latinoamérica son estimados en base a información de la ONU y Enerdata, mientras que el consumo de Perú es el reportado por el MEM. Para años anteriores, los datos provienen de la ONU.

Fuentes: ONU, Enerdata y MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

A nivel de países, en 2015, la mayor producción de energía eléctrica se dio en China (5552 TWh), Estados Unidos (4402 TWh), India (1220 TWh), Rusia (1083 TWh) y Japón (1068 TWh), representando en conjunto alrededor de 56% de la electricidad producida en ese año. Asimismo, en Latinoamérica destacaron las participaciones de Brasil (583 TWh), México (304 TWh), Argentina (144 TWh) y Venezuela (126 TWh), mientras que Perú tuvo una producción de 48 TWh (ver gráfico 2-2 y mapa 2-2).

En los últimos 20 años se ha observado que, en paralelo al crecimiento de la economía mundial, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado de manera sostenida. De esta manera, se pasó de consumir 11 260 TWh en 1990 a 22 662 TWh en 2015 (aumento de casi 100%); mientras que en el Perú la demanda creció en más de 200% al pasar de 10.7 TWh en 1992 a 42.3 TWh en 2015 (ver gráfico 2-3). Según las fuentes consultadas a 2015, la región que tuvo la mayor demanda fue Asia con 10 652 TWh, seguida de Norteamérica, Europa y Centro y Sudamérica, con demandas de 5060, 4724 y 1251 TWh, respectivamente (ver mapa 2-3). A nivel de países, los que tuvieron una mayor demanda en 2015 fueron China (5228 TWh), Estados Unidos (4180 TWh), India (1153 TWh), Japón (1030 TWh) y Rusia (1018 TWh) (ver gráfico 2-3 y mapa 2-3).

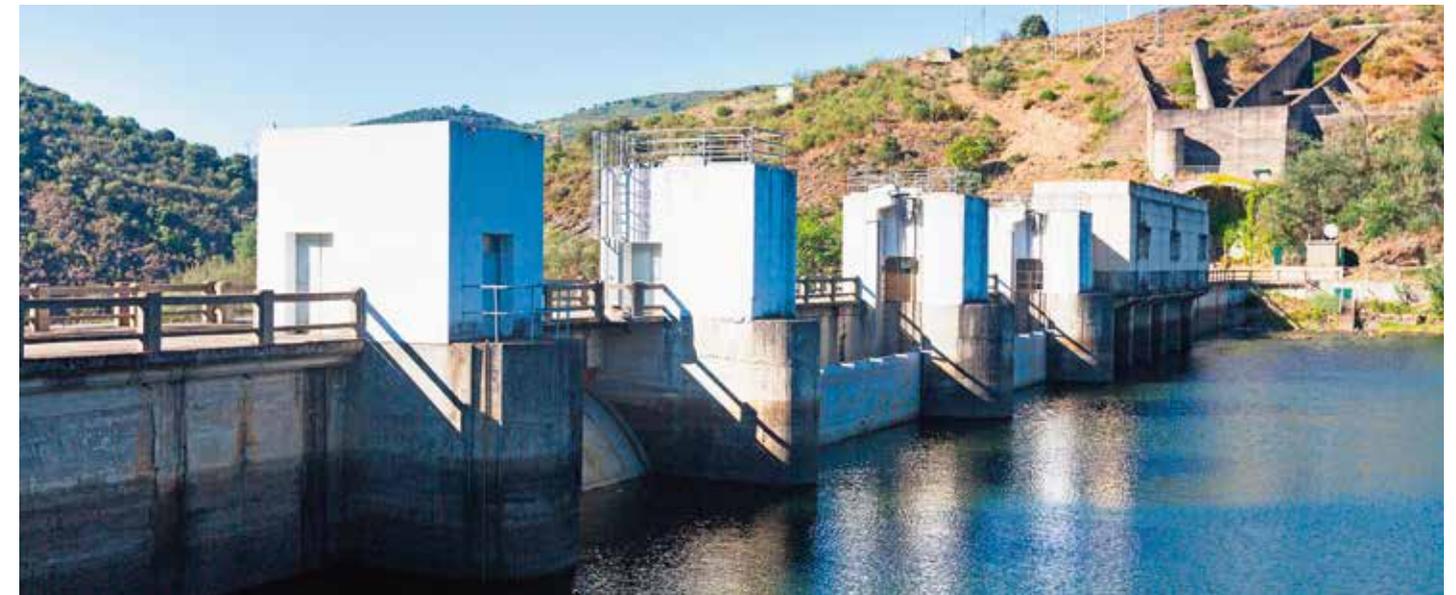
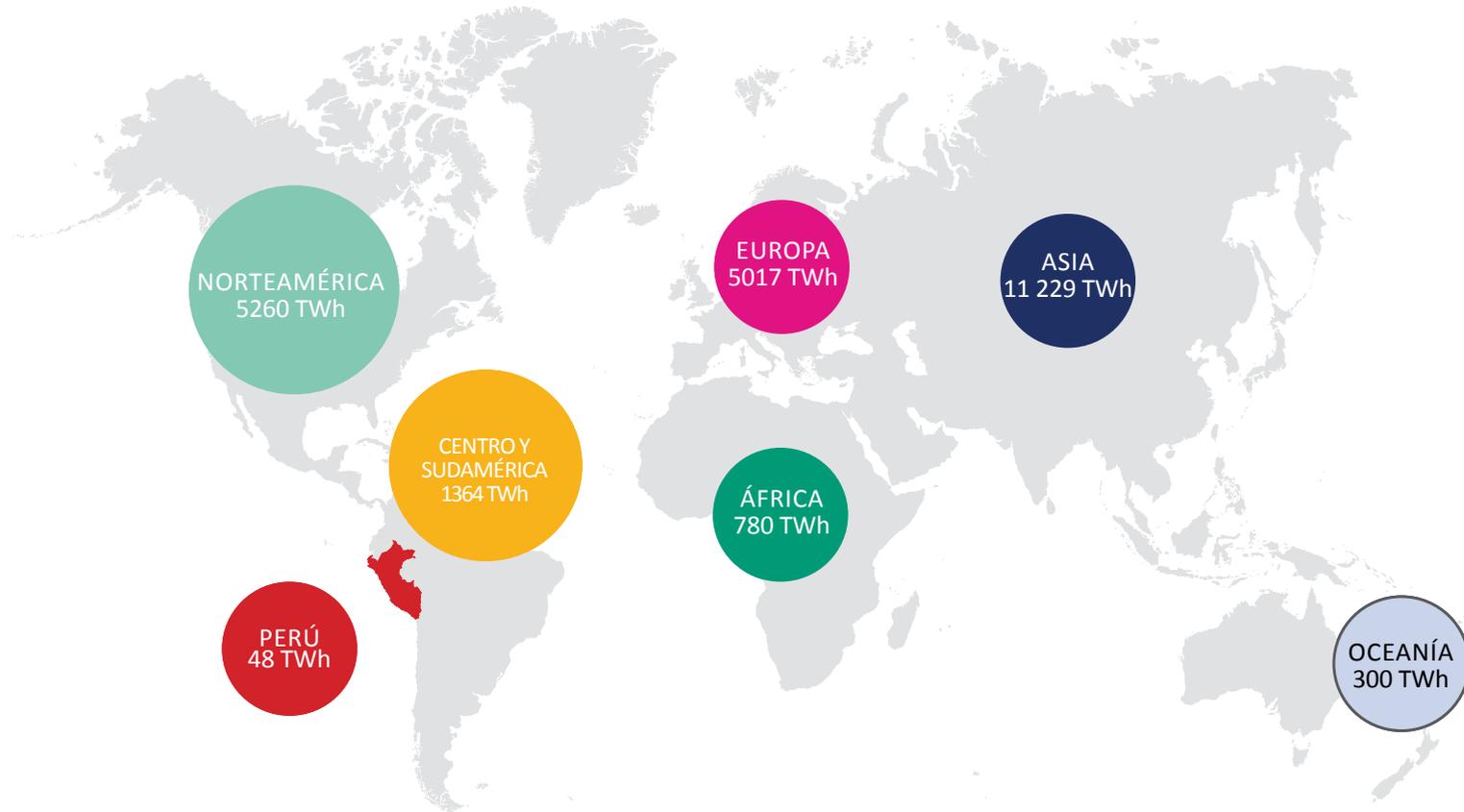


Foto: www.shutterstock.com

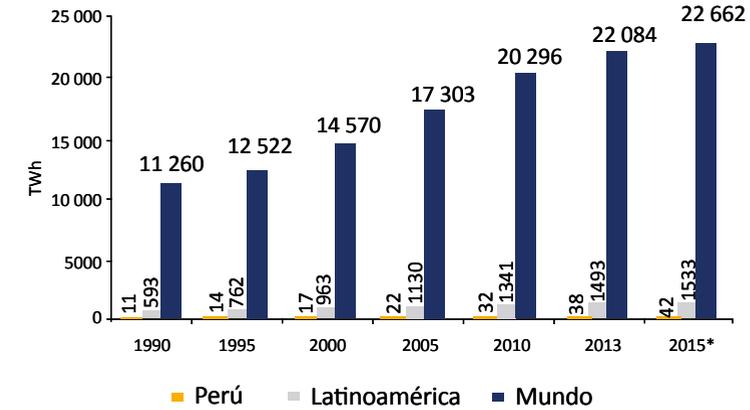
Mapa 2-2
Distribución de la producción de electricidad en el mundo, 2015*



* Los datos de la producción de todos los continentes son los reportados por Enerdata, mientras que la producción de Perú es la reportada por el MEM.

Fuentes: Enerdata y MEM. Elaboración: GPAE - Osinermin.

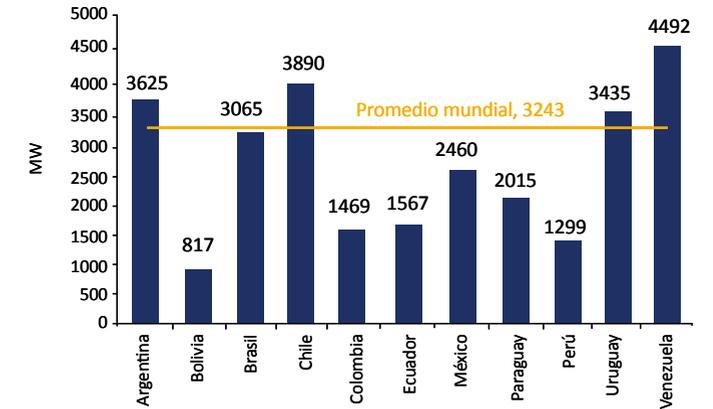
Gráfico 2-3
Evolución de la demanda de electricidad en el Perú, Latinoamérica y el mundo



* Para 2015, los datos del consumo mundial y de Latinoamérica son estimados en base a información de la ONU y Enerdata, mientras que el consumo de Perú es el reportado por el MEM. Para años anteriores los datos provienen de la ONU. El consumo de Perú en 1990 corresponde al consumo realizado en 1992.

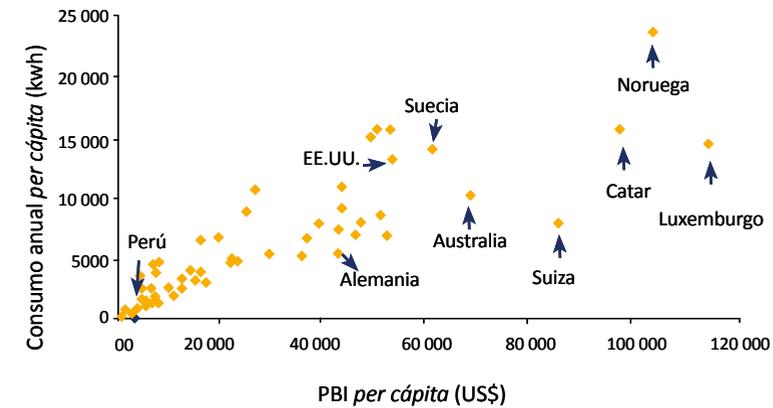
Fuentes: ONU, Enerdata y MEM. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Gráfico 2-4
Consumo per cápita de electricidad en los países de Latinoamérica, 2014



Fuentes: Olade y Banco Mundial. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Gráfico 2-5
Relación entre el consumo de electricidad y el PBI per cápita, 2013



Fuentes: ONU y Banco Mundial. Elaboración: GPAE-Osinermin.

En el **gráfico 2-4** se puede apreciar el consumo de electricidad *per cápita* para los principales países de Latinoamérica en 2014, así como el promedio mundial. Se observa que solo Argentina, Chile, Uruguay y Venezuela tuvieron un consumo por encima del promedio mundial, mientras que el de Perú fue mucho menor y solo superaba al de Bolivia.

Por otra parte, en el **gráfico 2-5** se presenta la relación que existe entre el consumo anual *per cápita* de electricidad y el Producto Bruto Interno (PBI) *per cápita* de algunos países. Los países de bajos ingresos tienen un consumo de energía eléctrica menor que el de los países con ingresos más elevados. A su vez, tanto Estados Unidos como los países europeos que presentan un PBI *per cápita* superior al promedio mundial, también resaltan por su elevado nivel de consumo de energía eléctrica. Perú se ubica en el grupo de países que tienen bajo PBI *per cápita* y reducido consumo eléctrico *per cápita*. Entonces, se puede concluir que el mayor desarrollo económico de un país se encuentra asociado a un nivel superior de consumo de energía eléctrica.

Mapa 2-3
Distribución de la demanda de electricidad en el mundo, 2015*



* Los datos de la demanda de todos los continentes son estimados en base a información de Enerdata y la ONU, mientras que la demanda de Perú es la reportada por el MEM.

Fuentes: ONU, Enerdata y MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Foto: www.shutterstock.com

Debido a que la producción de electricidad depende de las tecnologías con las que cuenta cada país, en la siguiente sección se presentará la composición del parque de generación eléctrica de cada continente, así como la participación que tiene cada tecnología en la producción eléctrica. En el **capítulo 7** del presente libro se desarrolla con mayor amplitud la evolución de las variables presentadas en esta sección para el caso de Perú.

2.2. MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MUNDIAL

Como se ha señalado en el **capítulo 1** del presente libro, para producir energía eléctrica se dispone de diferentes tipos de tecnologías, la combinación de ellas configura el parque de generación eléctrica. Tradicionalmente, las tecnologías con los

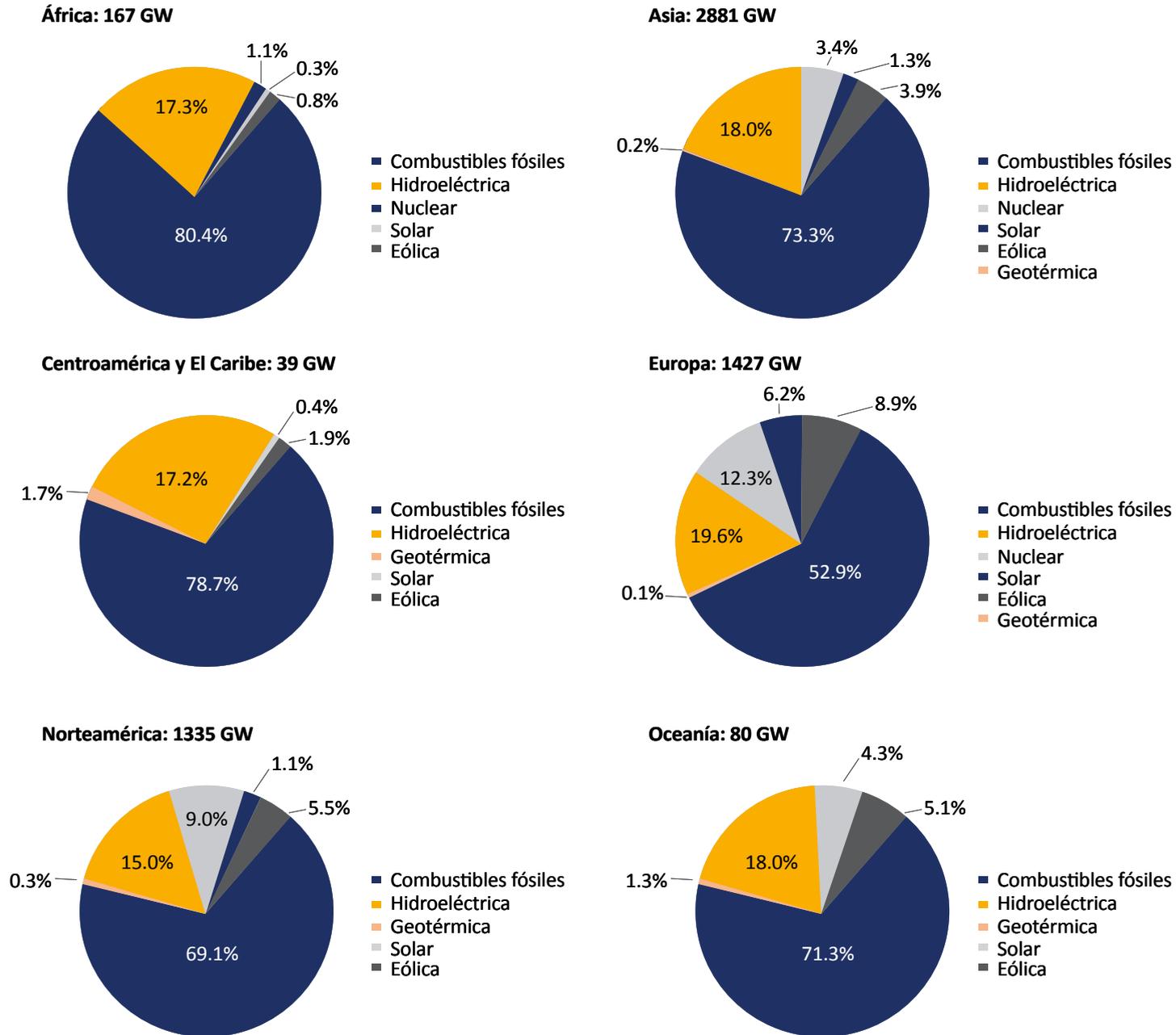
menores costos de inversión han estado asociadas a fuentes de energía que generan un mayor nivel de contaminación para el ambiente. Tal es el caso de los combustibles fósiles como el petróleo y sus derivados y el carbón, mientras que las tecnologías más amigables con el ambiente tenían costos de inversión superiores. Asimismo, otro factor que condiciona la configuración del parque de generación es la disponibilidad de recursos o insumos para la generación de electricidad.

En este sentido, en el **gráfico 2-6** se aprecia que a nivel mundial, en 2015, las dos terceras partes de la capacidad instalada estaba conformada por centrales que empleaban combustibles fósiles, mientras que la participación de las hidroeléctricas era alrededor de 19%, 6.4% para las centrales nucleares y 7.8% para centrales

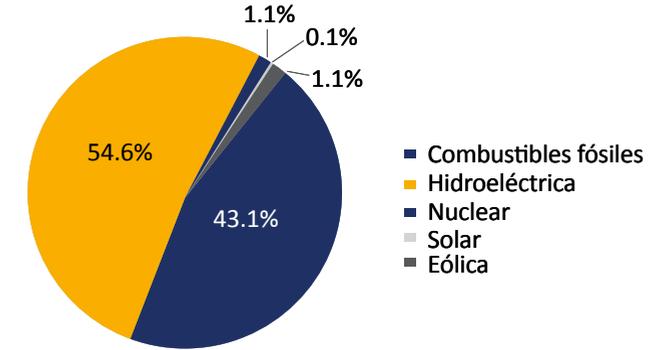
“ A nivel mundial, en 2015, dos terceras partes de la capacidad instalada estaba conformada por centrales que empleaban combustibles fósiles, las hidroeléctricas fueron alrededor de 19%, 6.4% para las centrales nucleares y 7.8% para centrales solares y eólicas. La excepción fue Sudamérica, donde la hidroeléctrica representó 54% y los combustibles fósiles 43% (región con generación más limpia del mundo). ”

solares y eólicas. Asimismo, se puede ver que en casi todos los continentes la matriz de generación ha estado principalmente compuesta por centrales que producen electricidad a partir del uso de combustibles fósiles. La excepción es Sudamérica, donde la capacidad de generación hidroeléctrica tiene una participación superior a 54%, mientras que las centrales basadas en combustibles fósiles representan 43%, por lo que es la región que tiene el parque de generación más limpio del mundo.

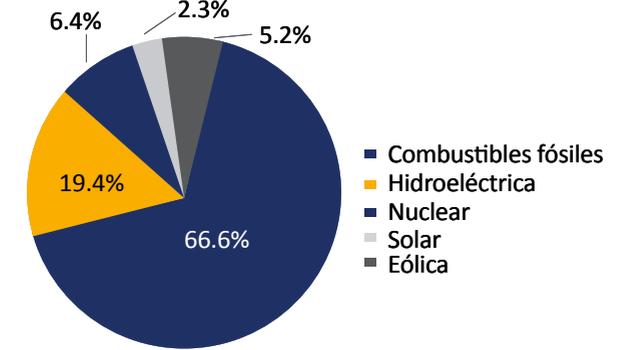
Gráfico 2-6
Parque de generación eléctrico por tipo de fuente primaria, 2015*



Sudamérica: 279 GW



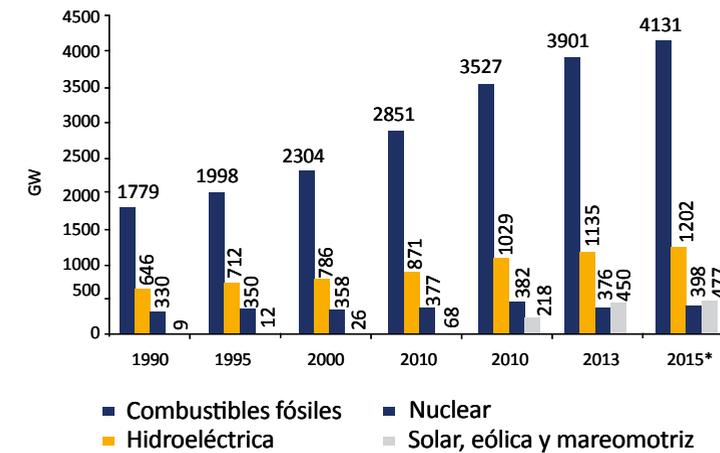
Mundo: 6208 GW



* Los datos de capacidad instalada de todos los continentes son estimados en base a información de la ONU.

Fuente: ONU. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-7
Evolución del parque de generación eléctrico mundial por tipo de fuente primaria



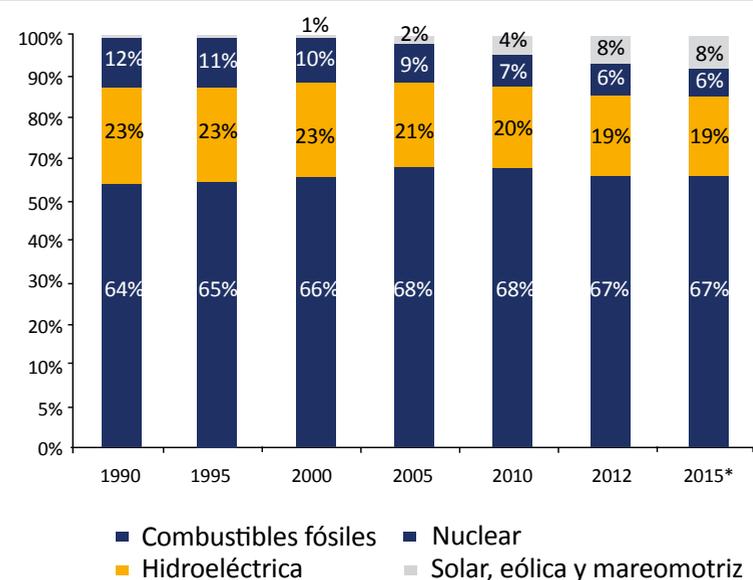
* Los datos de capacidad instalada para cada tipo de tecnología son estimados en base a información de la ONU.

Fuente: ONU. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En Europa y Norteamérica destaca la presencia de centrales de generación en base a energía nuclear, que representan 12.3% y 9% de la capacidad instalada, respectivamente. Otros continentes que también disponen de esta tecnología, pero en menor proporción, son Asia, Sudamérica y África. En el capítulo 7 del presente libro se presentará la evolución que ha seguido la capacidad instalada en el Perú.

Al analizar la evolución del parque de generación eléctrica a nivel mundial desde la década de los noventa, se aprecia que su composición ha sufrido algunas modificaciones, aunque no muy drásticas. De esta manera se tiene que la participación de las centrales que emplean combustibles fósiles se incrementó de 64% en 1990 a 67% en 2015, mientras que la de las centrales hidroeléctricas y nucleares se ha reducido 4 y 6 puntos porcentuales, respectivamente. Por el contrario, debido a los compromisos asumidos en el Protocolo de Kyoto referentes a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, a partir del año 2000 se instalaron diversas centrales solares y eólicas hasta alcanzar una participación de 8% de la capacidad instalada en 2015 (ver gráficos 2-7 y 2-8).

Gráfico 2-8 Evolución del parque de generación eléctrico mundial



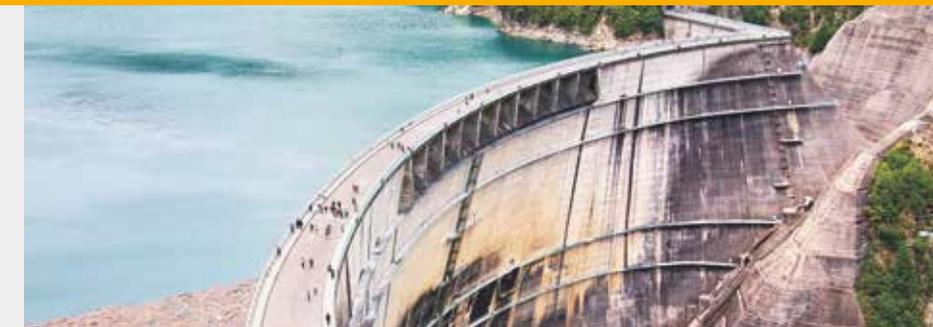
+ del 65%
de la generación eléctrica se continúa realizando con combustibles fósiles.

En 2015
alrededor del 20% de la producción eléctrica correspondió a la generación hidroeléctrica.

8% de la generación
eléctrica de 2015 fue gracias al uso de energías renovables no convencionales como la solar, eólica y mareomotriz.

* Los datos de capacidad instalada para cada tipo de tecnología son estimados en base a información de la ONU.

Fuente: ONU. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Principales centrales de generación hidroeléctrica a nivel mundial

Desde el inicio de sus operaciones en 2003, la Presa de las Tres Gargantas en Hubei, China, es la central hidroeléctrica con mayor capacidad instalada en el mundo (22 500 MW). Su predecesora, la Central Hidroeléctrica de Itaipú, pasó a ser la segunda más grande del mundo (continúa siendo la más grande de Latinoamérica), construida en 1984 con una capacidad de 14 000 MW en el río Paraná, en la frontera de Brasil y Paraguay.

La tercera central hidroeléctrica más grande del mundo es Xiluodu, que posee una capacidad de 13 860 MW y se encuentra ubicada en China. Por otra parte, la Central Simón Bolívar de 10 235 MW, construida en la represa El Gurí en Venezuela, es la cuarta con mayor capacidad instalada en el mundo y la segunda de Latinoamérica.

Otra central que destaca por su gran tamaño es la Presa de Tucuruí ubicada en Brasil, con una capacidad de 8370 MW. En el **cuadro 2-1** se presenta un listado de las cinco centrales hidroeléctricas de mayor capacidad en el mundo, señalando el país en el que se ubican así como su año de inicio de operación. En el Perú, la de mayor capacidad es el Complejo Hidroeléctrico del Mantaro (inició sus operaciones en 1973) con 1008 MW (es decir, menos de 20 veces la capacidad de la Presa de las Tres Gargantas).

Cuadro 2-1
Principales centrales hidroeléctricas en el mundo

Nº	Central	País	Capacidad (MW)	Inicio de operación
1	Presa de las Tres Gargantas	China	22 500	2003
2	Itaipú	Brasil - Paraguay	14 000	1984
3	Xiluodu	China	13 860	1984
4	Simón Bolívar (Presa de Gurí)	Venezuela	10 235	1986
5	Presa de Tucuruí	Brasil	8370	1984
6	Complejo Hidroeléctrico del Mantaro	Perú	1008	1973

Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE - Osinergmin.

Principales centrales de generación térmica a nivel mundial

Las centrales térmicas producen electricidad a partir de la generación del calor obtenido de la utilización de algún tipo de combustible, como por ejemplo el carbón, el gas natural o los derivados del petróleo (*fuel oil*) y, en el caso de las centrales nucleares, del uranio o plutonio.

Se han construido varias centrales térmicas de diferente capacidad alrededor del mundo. La de mayor capacidad y que emplea combustibles fósiles (*fuel oil*) es Shoaiba de 5600 MW, ubicada en Arabia Saudita. La segunda por capacidad es Surgut-2 en Rusia. Esta usa gas natural y posee 5597 MW. Las centrales que ocupan del puesto tres al

cinco, por tamaño, emplean carbón y son Taichung, Belchatów y Tuoketuo en Taiwán, Polonia y China, respectivamente, cada una con una capacidad superior a 5000 MW. En el **cuadro 2-2** se presentan las principales características de las cinco centrales térmicas más grandes del mundo que usan combustibles fósiles. En el caso de Perú, a 2015, la central térmica de mayor capacidad es la de Kallpa, con una capacidad instalada de 979 MW. Usa gas natural y se encuentra al sur de Lima.

La central nuclear de mayor capacidad en el mundo es la Kashiwasaki-Kariwa, en Japón,

de 7965 MW; no obstante, después del terremoto de 2011 que ocasionó el desastre de Fukushima, se encuentra fuera de operación. La segunda central nuclear de mayor capacidad es la de Bruce en Canadá, de 6232 MW. Le siguen en tamaño Hanul y Hanbit, de 5881 MW y 5875 MW de capacidad, respectivamente, ambas ubicadas en Corea del Sur; mientras que la central Zaporizhia es la más grande de Europa y la quinta a nivel mundial. En el **cuadro 2-3** se puede apreciar las principales características de las centrales nucleares mencionadas.

Cuadro 2-2
Principales centrales térmicas de combustibles fósiles en el mundo

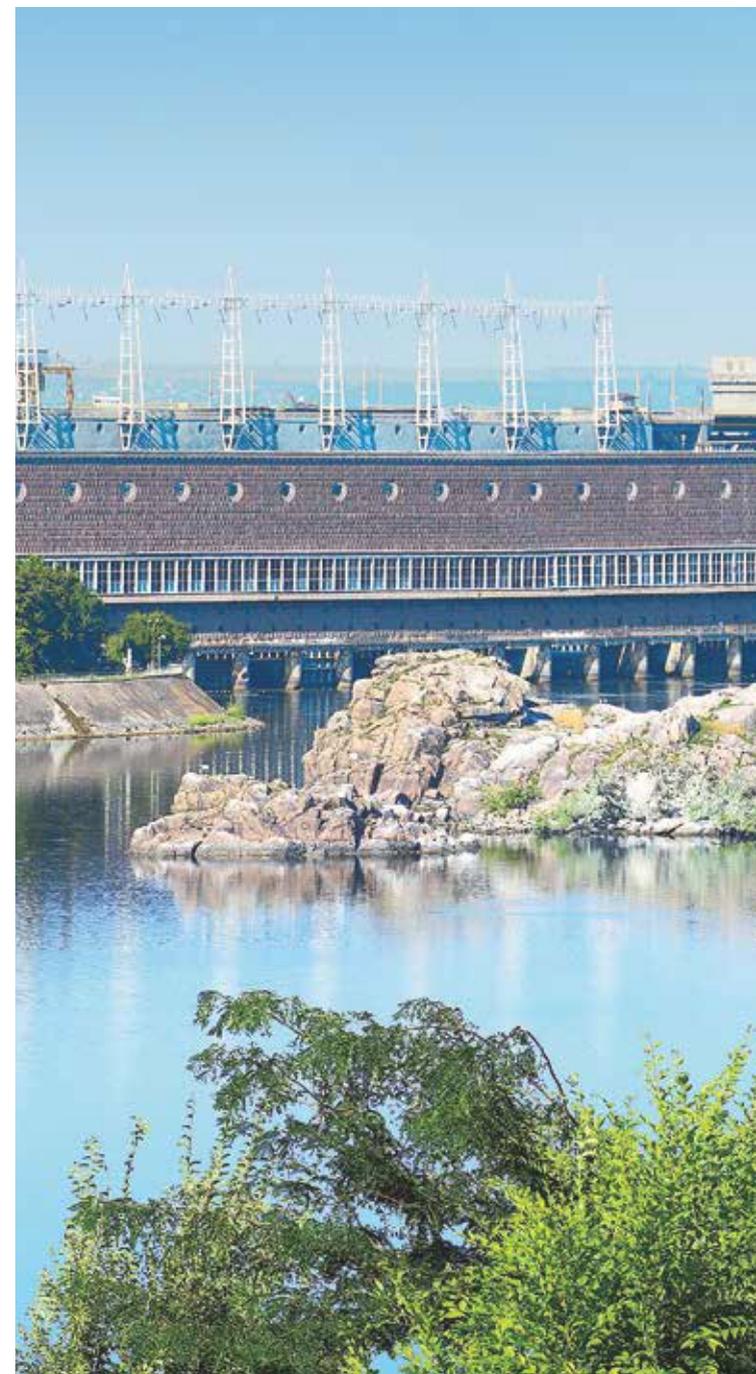
Nº	Central	País	Recurso	Capacidad (MW)	Inicio de operación
1	Shoaiba	Arabia Saudita	Fuel oil	5600	2001
2	Surgut-2	Rusia	Gas natural	5597	1972
3	Taichung	Taiwán	Carbón	5500	1991
4	Belchatów	Polonia	Carbón	5420	1984
5	Tuoketuo	China	Carbón	5400	1995
6	Kallpa	Perú	Gas natural	979	2007

Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Cuadro 2-3
Principales centrales nucleares en el mundo

Nº	Planta Nuclear	País	Capacidad (MW)	Inicio de operación
1	Kashiwasaki-Kariwa	Japón	7965	1985
2	Bruce	Canadá	6232	1977
3	Hanul	Corea del Sur	5881	1988
4	Hanbit	Corea del Sur	5875	1986
5	Zaporizhia	Ucrania	5700	1985

Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE – Osinergmin.



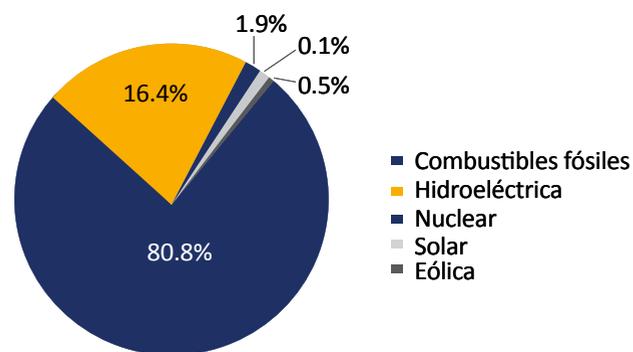
Por el lado de la producción, en 2015, el principal insumo utilizado en la generación de electricidad en el mundo fueron los combustibles fósiles que representaron casi 70% de la generación mundial; mientras que la producción en base a energía hidroeléctrica y nuclear ha sido 16.6% y 10.6%, respectivamente. No obstante, a pesar del importante desarrollo de las energías renovables en los últimos años (solar y eólica), su participación en la producción en 2015 no superó el 4%.

A nivel de continentes la situación es muy similar a la del mundo, puesto que en África, Asia, Centroamérica y El Caribe, Norteamérica y Oceanía predomina la generación de electricidad en base a combustibles fósiles con participaciones mayores a 60% (ver **gráfico 2-9**) Una situación diferente se observa en Sudamérica donde 60% de la electricidad es producida a partir de centrales hidroeléctricas, mientras que la generación con combustibles fósiles solo representa 37%.

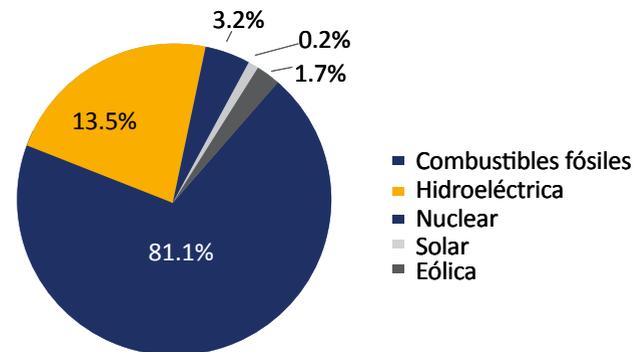
Finalmente, se puede apreciar que el uso de fuentes de energía renovable ha crecido de manera notable en los últimos años a nivel mundial. Esto se debe a las mejoras tecnológicas que han reducido su costo de inversión, así como a la preocupación por el cuidado del medio ambiente establecida en compromisos internacionales como el Protocolo de Kyoto. Por ello, en la siguiente sección se presentarán algunos datos resaltantes con respecto a la introducción de las energías renovables en el mundo. Asimismo, debido a que Sudamérica se caracteriza por tener una producción eléctrica basada, principalmente, en fuentes renovables convencionales como la hidroeléctrica, en la **sección 2.4** se presentarán algunas estadísticas resaltantes a nivel de los países que la conforman.

Gráfico 2-9
Composición de la producción eléctrica por continente, 2015*

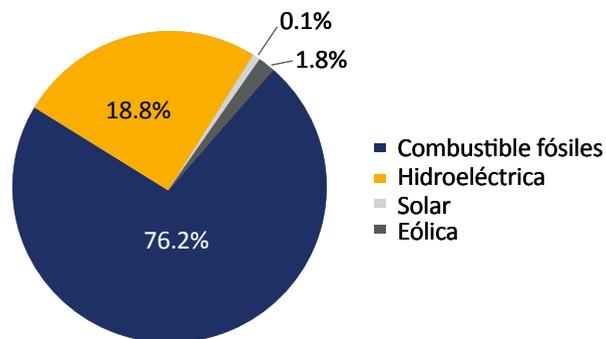
África: 780 TWh



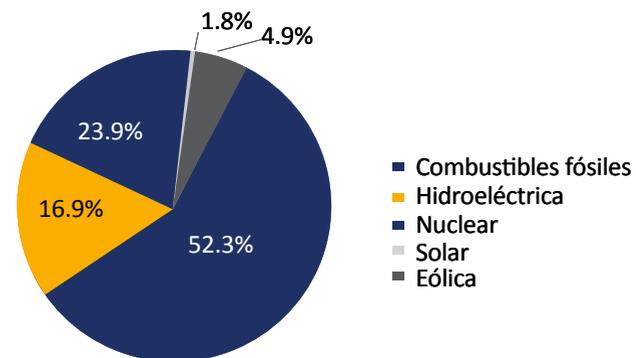
Asia: 11 229 TWh



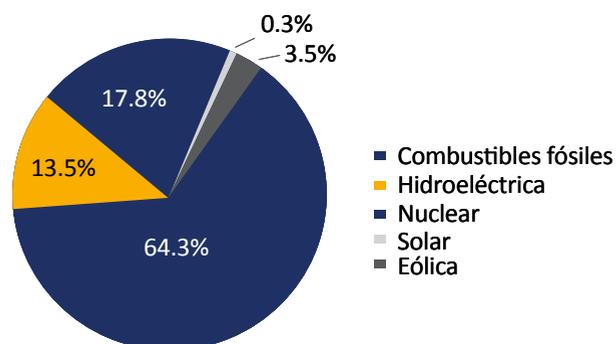
Centroamérica y El Caribe: 147 TWh



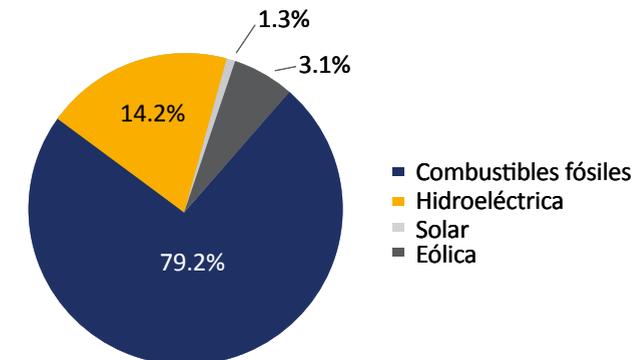
Europa: 5017 TWh



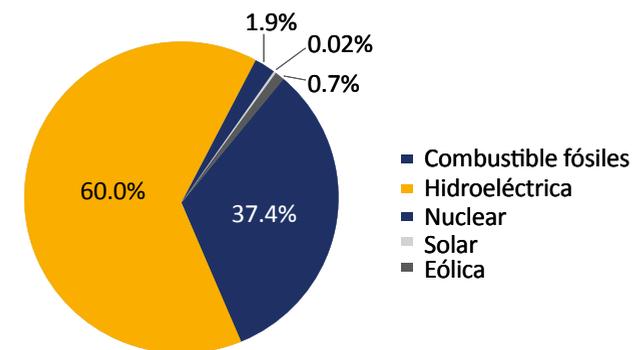
Norteamérica: 5260 TWh



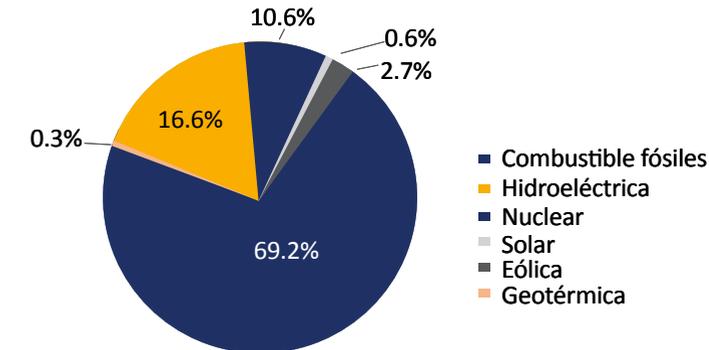
Oceanía: 300 TWh



Sudamérica: 1217 TWh



Mundo : 23 950 TWh



* Los datos de capacidad instalada de todos los continentes son estimados en base a información de la ONU.

Fuente: ONU. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

2.3. ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO¹

Durante 2015, diversas cumbres de países han permitido que se concreten acuerdos y compromisos sobre el uso de energías renovables. En la Declaración sobre el Cambio Climático del G7², los países integrantes se comprometieron a realizar una transformación en el sector eléctrico para 2050 y acelerar el acceso a energía renovable tanto en África como en algunos países en desarrollo. Por su parte, el G20³ acordó acelerar el acceso de energía renovable para mejorar la eficiencia energética.

Según el reporte anual de 2016 elaborado por el *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN 21), se estima que fueron añadidos en 2015 unos 147 GW de capacidad de energía renovable convencional y no convencional, 9% más en comparación a 2014. Asimismo, la inversión privada tuvo un incremento significativo durante 2015, así como el aumento de activos en energía renovable

por parte de los bancos. El reporte señala que a 2015, la capacidad renovable era suficiente como para abastecer 23.7% de la electricidad mundial. Así, la producción de energía renovable en 2015 llegó a ser 2.8% de la energía consumida a nivel mundial.

La electricidad generada con energía hidráulica, geotérmica y biomasa ha resultado ser competitiva en comparación a la generada con combustibles fósiles. Por ello, en 2015 y para principios de 2016, las expectativas sobre la mejora de los costos se evidenciaron en las bajas ofertas en las subastas de energía realizadas en América Latina, Medio Oriente, el norte de África y la India. Asimismo, las políticas de mercado se han orientado, particularmente, a la generación de energía con tecnología renovable, en especial solar y eólica.

El mercado de energía solar creció 25% (50 GW) más en 2015 a comparación de 2014. China, Japón y Estados Unidos aportaron la mayor capacidad de energía con esta tecnología, pero el surgimiento de este mercado en todos los continentes ha contribuido de manera significativa al crecimiento global, permitiendo precios más competitivos.

A la fecha, Bangladesh es el mercado más grande de energía solar en el mundo y, junto a otros países en desarrollo como Brasil en América Latina, la emplea para proporcionar energía eléctrica a las poblaciones que aún carecen del servicio por encontrarse más alejadas de las redes de transmisión y distribución.

Con respecto al mercado de energía eólica, este se ha convertido en el líder como fuente de generación de electricidad en

Europa y Estados Unidos. Solo en 2015, la tecnología eólica añadió 63 GW de capacidad instalada en comparación a 2014. Por otra parte, los países no pertenecientes a la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) fueron responsables de la mayor cantidad de instalaciones, liderados por China y los mercados emergentes en África, Asia y Latinoamérica.

Sobre el mercado hidroeléctrico, se estima que en 2015 se introdujeron 28 GW de capacidad. Destacan China (27.9%), Brasil (8.6%), Estados Unidos (7.5%) y Canadá (7.4%).

A finales de 2015 e inicios de 2016 se obtuvieron los precios más bajos en las licitaciones de energía. En el caso de la energía eólica destacan Egipto, Marruecos, México y Perú; mientras que en energía solar lo hacen Chile, India, México, Perú y Emiratos Árabes Unidos. Hay que precisar que la competitividad

percibida en el uso de energía renovable depende del marco regulatorio y el diseño de mercado de cada país⁴. En el **cuadro 2-4** se presentan algunos indicadores relevantes de la energía renovable a nivel mundial.

Inversiones

Con respecto a la inversión realizada sobre este tipo de tecnologías en el mundo, 2015 fue un año récord. Excluyendo a los grandes proyectos hidroeléctricos, la inversión se incrementó 5% con respecto a 2014, alcanzando US\$ 285.9 miles de millones, según *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF) (ver **cuadro 2-4**). De esta manera superó el récord de US\$ 278.5 miles de millones de 2011. Con este monto de inversión, el uso de energía generada con fuentes no convencionales representó alrededor de 10% de la electricidad mundial y evitó la producción de cerca de 1.5 gigatoneladas de CO₂ en 2015.

En 2015, la inversión en energías renovables fue US\$ 285.9 millones y evitó la producción de 1.5 gigatoneladas de CO₂.

Otro punto a destacar es que en 2015 la inversión total en energías renovables en países en desarrollo superó por primera vez a las inversiones de las economías desarrolladas. China, India y Brasil invirtieron alrededor de US\$ 156 miles de millones, lo que representó un incremento de 19% con respecto al año anterior. La inversión realizada por China representó 30% de la mundial. De igual manera otros países que incrementaron su inversión en energías renovables fueron Sudáfrica (US\$ 4.5 miles de millones), México (US\$ 4 miles de millones) y Chile (US\$ 3.4 miles de millones) (ver **gráficos 2-10** y **2-11**). Desde 2004, las inversiones en tecnologías RER han acumulado un total de US\$ 2313 miles de millones, de los cuales 62% (US\$ 1432 miles de millones) se ha realizado en países desarrollados y 38% (US\$ 881 miles de millones) en países en desarrollo.

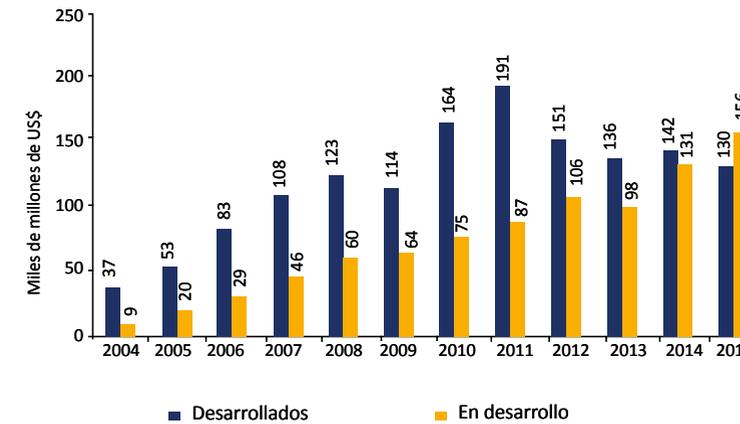
Cuadro 2-4
Indicadores de energía renovable a nivel mundial

INDICADOR	MEDIDA	2014	2015
INVERSIÓN			
Nuevas inversiones en energía renovable y combustibles ¹	Miles de millones de US\$	273	285.9
ENERGÍA			
Capacidad instalada de energía renovable (no incluye hidro)	GW	665	785
Capacidad instalada de energía renovable (incluye hidro)	GW	1701	1849
Capacidad hidroeléctrica	GW	1036	1064
Capacidad geotérmica	GW	12.9	13.2
Capacidad solar	GW	177	227
Capacidad eólica	GW	370	433

¹ Datos de inversión tomados de *Bloomberg New Energy* e incluye proyectos de generación con biomasa, geotérmica y eólica de más de 1 MW, proyectos hidroeléctricos entre 1 y 50 MW, proyectos solares, los de menos de 1 MW se estimaron por separado junto con proyectos de pequeña escala, proyectos de energía de los océanos, y biocombustibles con capacidad de producción de 1 millón de litros a más.

Fuente: REN 21. Elaboración: GPAE – Osinermin.

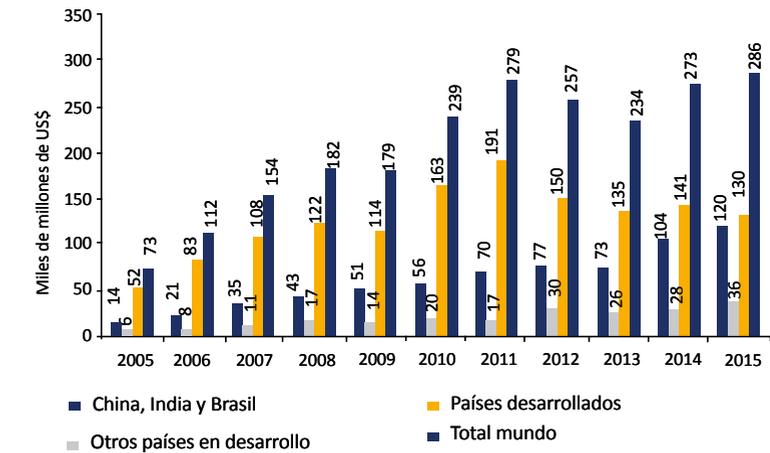
Gráfico 2-10
Inversión RER en países desarrollados y en desarrollo, 2004-2015



Fuente: *United Nations Environment Programme* (UNEP)/*Bloomberg New Energy Finance* (BNEF).

Elaboración: GPAE- Osinermin.

Gráfico 2-11
Inversión RER en el mundo, 2005-2015



Fuentes: UNEP y BNEF. Elaboración: GPAE- Osinermin.

Cuadro 2-5
Top 10 de inversiones RER por país, 2015

País	Inversión (miles de millones de US\$)	Crecimiento anual (%)
China	102.9	17%
Estados Unidos	44.1	19%
Japón	36.2	0.1%
Reino Unido	22.2	25%
India	10.2	22%
Alemania	8.5	-46%
Brasil	7.1	-10%
Sudáfrica	4.5	329%
México	4.0	105%
Chile	3.4	151%

Fuentes: UNEP y BNEF. Elaboración: GPAE- Osinermin.

Por otro lado, en 2015, la inversión por parte de países desarrollados fue US\$ 130 mil millones, lo cual representó una reducción de 8% con respecto a 2014. La mayor caída se dio en Europa, al registrarse una reducción de 21% con respecto a 2014, a pesar de haber tenido el récord en el financiamiento en el uso de energía eólica marina (US\$ 17 mil millones). En Estados Unidos, la inversión se incrementó 9%, su mayor aumento desde 2011.

En el **cuadro 2-5** están los 10 países que realizaron la mayor inversión en energías renovables durante 2015. En dicho año, las inversiones estuvieron lideradas por China, que representa la tercera parte a nivel mundial. Continúan en la lista Estados Unidos y Japón, en el cuarto lugar se ubicó el Reino Unido y se resalta que Chile aparece en el puesto 10 de esta lista.

Costos de generación de electricidad con tecnología renovable

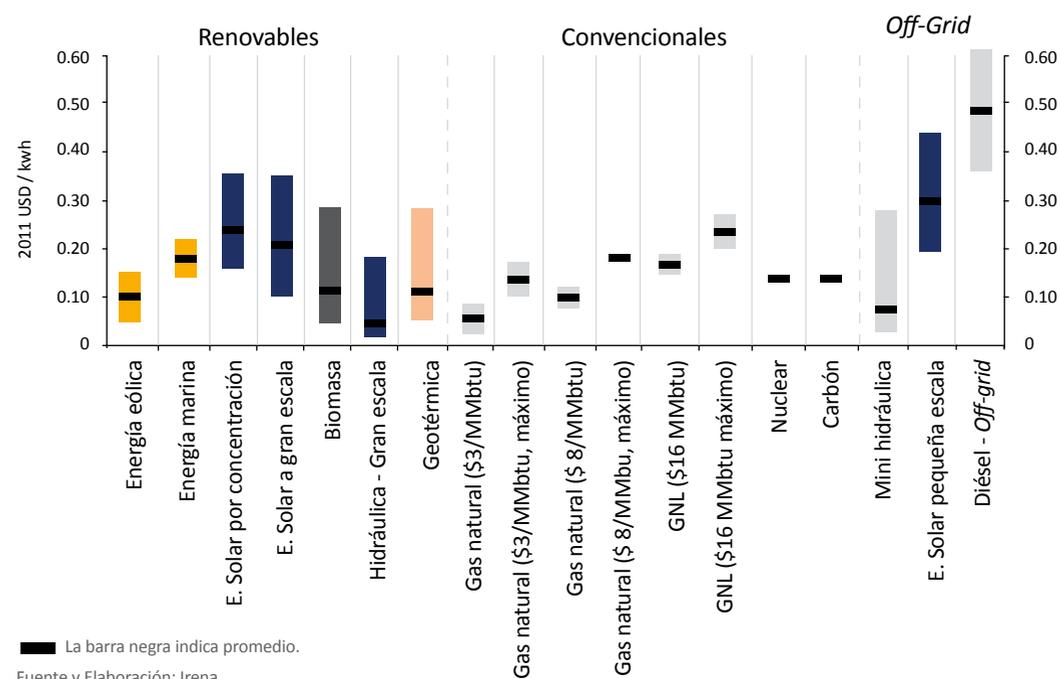
Hace unos años empezó la mejora en la competitividad de las energías renovables, permitiendo mayores economías a escala, mejores tecnologías y costos cada vez más bajos. De acuerdo con el reporte anual de 2016 del REN21, el costo nivelado de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) para los proyectos de energías renovables realizados en 2015 estuvo alrededor de US\$ 0.06/kWh en biomasa, US\$ 0.08/ kWh en geotérmicas,

US\$ 0.05/kWh para hidroeléctricas y US\$ 0.06/kWh en energía eólica. Estas tecnologías compiten junto a la energía generada mediante combustibles fósiles, con precios entre US\$ 0.045/kWh y US\$ 0.14/kWh.

Entre 1983 y 2015, el costo de inversión en energía eólica pasó de US\$ 4766/kW a US\$ 1550/kW, mientras que se estimó que el LCOE se redujo de US\$ 0.38/kWh

a US\$ 0.06/kWh durante el mismo periodo. La energía solar también mostró una reducción significativa en costos. Entre 2010 y 2015 el promedio ponderado del LCOE para instalaciones fotovoltaicas se redujo casi 60%. Las licitaciones realizadas durante 2015 y 2016 en Dubái (US\$ 0.06 kWh), Perú (US\$ 0.05/kWh) y México (US\$ 0.035kWh) demuestran esta tendencia.

Gráfico 2-12
Costos de energía según tipo de tecnología



La barra negra indica promedio.
Fuente y Elaboración: Irena.

Consumo de energías renovables

El consumo de electricidad generada por recursos renovables se incrementó en los últimos 25 años. A nivel mundial, en 2015 alcanzó 1612 TWh. La mayor participación en el consumo ha sido registrada por Europa y Eurasia con 39% (631 TWh), Asia Pacífico con 30% (490 TWh) y Norteamérica con 23% (365 TWh). En las últimas posiciones se encuentra el consumo de Sudamérica y Centroamérica con 7% (107 TWh). En el gráfico 2-13 se puede apreciar que en los últimos 25 años el consumo de energías renovables para la generación de energía eléctrica aumentó de manera exponencial a partir de 2002. Esto se debe al inicio de los compromisos medioambientales asumidos por los países firmantes del Protocolo de Kyoto.

Por otra parte, el consumo de energía eólica y solar ha tenido su repunte sobre todo en Europa y Asia. En 2015 fue de 253 TWh a nivel mundial

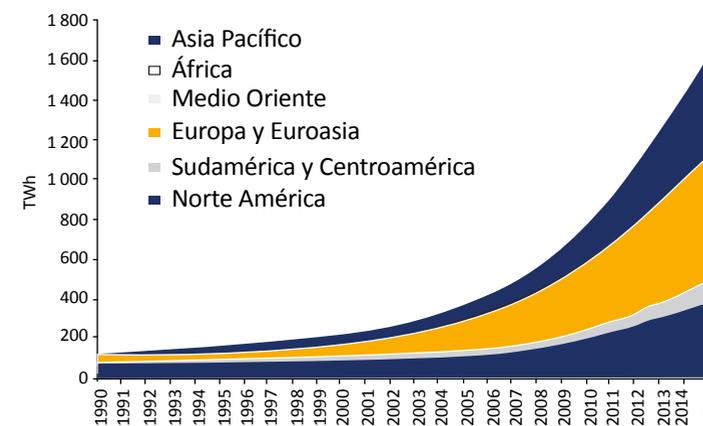
(44% en Europa, 36% en Asia y 20% en el resto del mundo); y el consumo de electricidad solar alcanzó 841 TWh (39% en Europa, 30% en Asia y 31% en el resto del mundo). En los gráficos 2-14 y 2-15 se puede apreciar el consumo de energía solar y eólica que ha experimentado un crecimiento exponencial a partir de 2008 y 2004, respectivamente.

En el capítulo 5 del presente libro se trata con mayor detalle las políticas que se han implementado en el Perú para promover el desarrollo de proyectos de generación eléctrica en base a energías renovables, así como los avances logrados en los últimos años por medio de las licitaciones promovidas por el Estado. En el capítulo 8 se brindará una medida monetaria de los beneficios medioambientales que se han alcanzado con su introducción en la matriz de generación eléctrica.



Foto: www.shutterstock.com

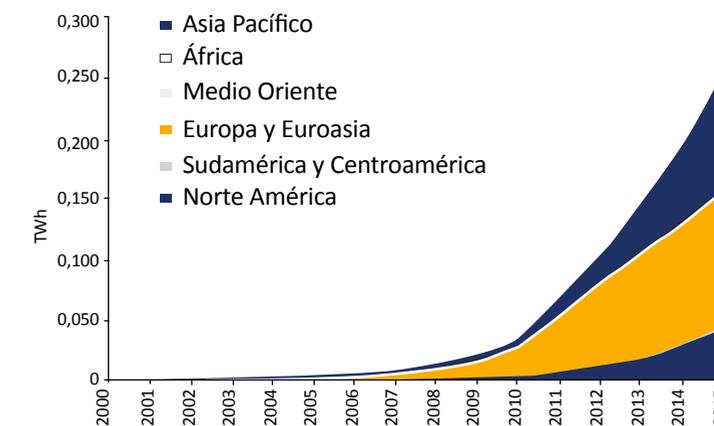
Gráfico 2-13
Consumo de energía renovable, 1990 – 2015



Nota. Basado en generación bruta a partir de fuentes renovables como eólica, geotérmica, solar, biomasa y residuos. No incluye transferencias de electricidad.

Fuente: BP. Elaboración: GPAE - Osinergmin.

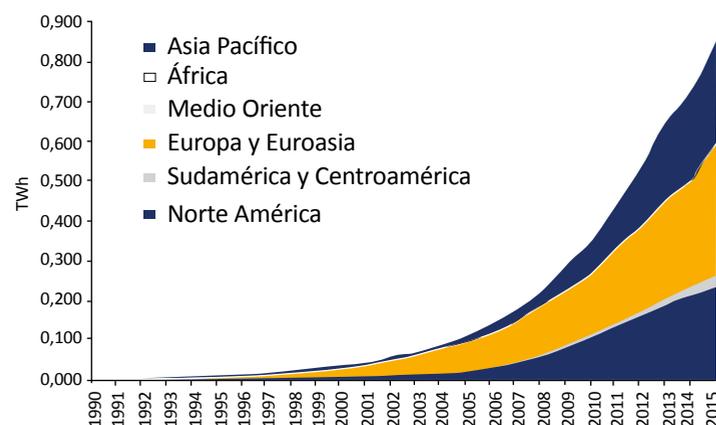
Gráfico 2-14
Consumo de energía solar, 2000 – 2015



Nota: Basado en generación bruta. No incluye transferencias de electricidad.

Fuente: BP. Elaboración: GPAE - Osinergmin.

Gráfico 2-15
Consumo de energía eólica 1990 – 2015



Nota. Basado en generación bruta. No incluye transferencias de electricidad.

Fuente: BP. Elaboración: GPAE – Osinergmin.



RECUADRO 2-4

Principales parques eólicos en el mundo

El parque eólico más grande del mundo se encuentra en Gansu, China. A la fecha tiene una capacidad instalada de 6000 MW y para 2020 se espera que tenga una capacidad de generación de 20 000 MW. El segundo parque más grande es el Alta Wind Energy Center (AWEC) y es, a su vez, el más grande de Estados Unidos con una capacidad instalada de 1547 MW. Continúan en la lista Muppandal (1500 MW) y Jaisalmer (1064 MW), ambos ubicados en la India. En quinto lugar está Shepherd Flat, que posee una capacidad de 845 MW y se encuentra en Estados Unidos. El **cuadro 2-6** muestra las principales características de las centrales mencionadas.

En Oaxaca (México) está Eurus, el parque eólico más grande de Latinoamérica, con una capacidad instalada de 250 MW. En Perú existen cuatro parques eólicos. Tres Hermanas (Ica) es el más grande, con una capacidad instalada de 97.15 MW.

Cuadro 2-6
Principales parques eólicos en el mundo

Nº	Central	País	Capacidad (MW)	Inicio de operación
1	Gansu	China	6000	2009
2	AWEC	Estados Unidos	1547	2010
3	Muppandal	India	1500	2010
4	Jaisalmer	India	1064	2001
5	Shepherds Flat	Estados Unidos	845	2012
6	Tres Hermanas	Perú	97.15	2016

Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE – Osinergmin.



Foto: www.shutterstock.com

Principales plantas solares en el mundo

La planta solar de Longyangxia, situada en la provincia de Qinghai en China, es la más grande del mundo, con una capacidad instalada de 850 MW y un área de 9.16 km². La segunda más grande es Solar Star, que cuenta con una capacidad de 579 MW y se encuentra en Rosmand, California. Siguen el ranking las plantas fotovoltaicas de Topaz (550 MW), Desert Sunlight (550 MW) y Copper Mountain (458 MW), ubicadas también en Estados Unidos.

En el caso de Latinoamérica, la más grande es la planta de Nacaome en Honduras (se terminó en 2015), que cuenta con una capacidad instalada de 145 MW. En Perú existen cuatro plantas solares, tres de las cuales poseen una capacidad instalada de 20 MW (Majes, Repartición y Panamericana Solar). La cuarta, Moquegua FV, tiene una capacidad de 16 MW. Todas estas centrales se encuentran ubicadas en el sur del país.

Cuadro 2-7
Principales plantas solares en el mundo

Nº	Central	País	Capacidad (MW)	Inicio de operación
1	Longyangxia Dam Solar Park	China	850	2014
2	Solar Star (I y II)	Estados Unidos	579	2015
3	Topaz Solar Farm	Estados Unidos	550	2014
4	Desert Sunlight Solar Farm	Estados Unidos	550	2015
5	Copper Mountain Solar Facility	Estados Unidos	458	2010
6	Majes	Perú	20	2012

Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE – Osinergmin.



Foto: www.shutterstock.com

2.4. LA ELECTRICIDAD EN AMÉRICA DEL SUR⁵

La evolución de la producción de electricidad ha crecido 2.5 veces en los últimos 23 años (1990-2013) como reflejo del avance económico que se registró en la región. La tasa de crecimiento de la producción de electricidad en Sudamérica ascendió, en promedio, a 4.1% anual. Asimismo, a nivel de países, los que presentaron una mayor tasa de crecimiento promedio anual fueron Chile (6.2%), Bolivia (6%), Ecuador (5.8%) y Perú (5.1%), como se puede apreciar en el **cuadro 2-8**. A pesar del crecimiento experimentado por Chile, Bolivia, Ecuador y Perú en la generación de electricidad, la mayor participación en la producción eléctrica la siguen manteniendo Brasil, Argentina y Venezuela con 50.7%, 12.5% y 10.9%, respectivamente. En el **gráfico 2-16** se puede apreciar la evolución que ha tenido la producción eléctrica en el periodo 1990-2013.

La producción por fuentes de energía en Sudamérica es, principalmente, de origen hidroeléctrico y térmico. Su composición es diversa, dependiendo de cada país, y es la región con mayor participación renovable relativa en su correspondiente matriz eléctrica. Así, a 2013, Paraguay produjo 100% de energía hidroeléctrica, Brasil 68.5% y Perú 51.7%. La participación de cada fuente de energía en cada país se presenta en los **gráficos 2-17, 2-18 y 2-19**.

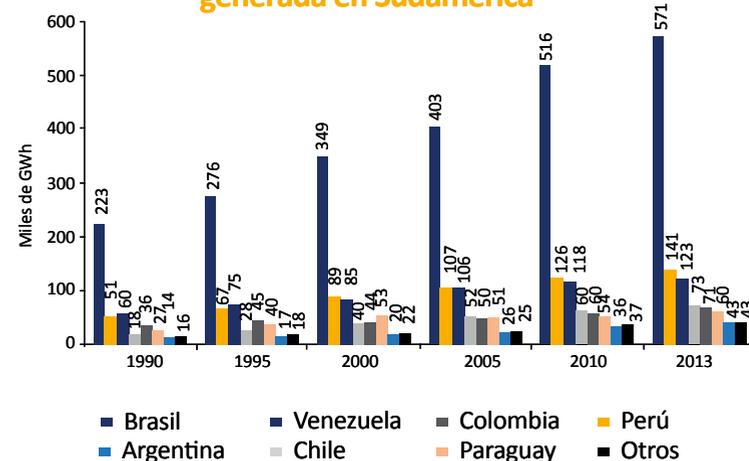
Otro aspecto fundamental es el acceso a la electricidad. Según datos de la *International Energy Agency* (IEA), si bien en la mayoría de países de Sudamérica el coeficiente de electrificación nacional es superior a 90%, a 2013 todavía existían países cuyo coeficiente de electrificación rural era menor a 80% (Argentina, Bolivia y Perú). Por el contrario, en países como Venezuela, Brasil y Paraguay dicho coeficiente tuvo un valor superior a 97%. En el **cuadro 2-9** se presentan los valores que tomaron los coeficientes de electrificación en los países de Sudamérica en 2013.

Cuadro 2-8
Crecimiento de la generación en Sudamérica, 1990-2013

País	Participación en la producción total- 2013	Tasa de crecimiento promedio anual
Argentina	12.5%	4.5%
Bolivia	0.7%	6.0%
Brasil	50.7%	4.2%
Chile	6.5%	6.2%
Colombia	6.3%	3.0%
Ecuador	2.1%	5.8%
Paraguay	5.4%	3.5%
Perú	3.8%	5.1%
Uruguay	1.0%	2.0%
Venezuela	10.9%	3.2%
Sudamérica	100%	4.1%

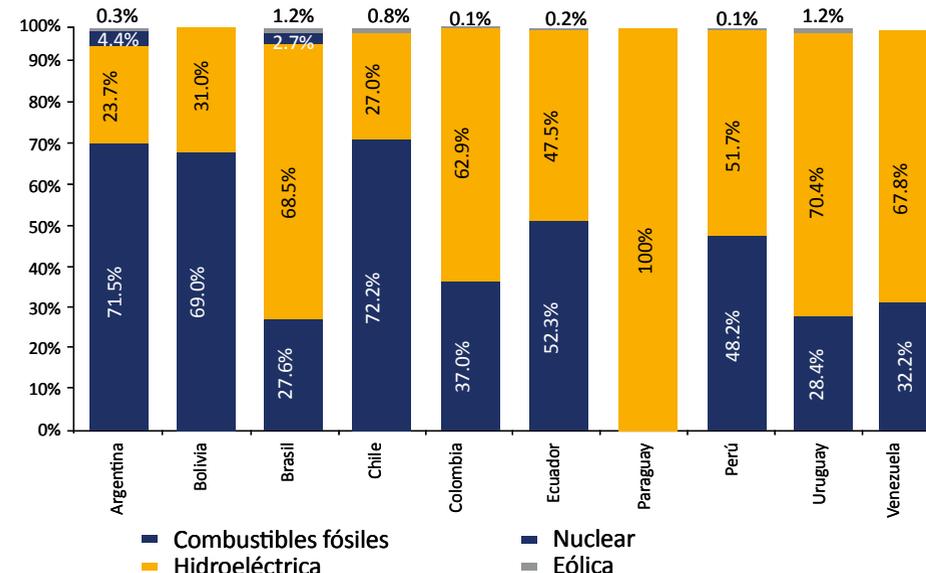
Fuente: ONU. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-16
Evolución de la energía eléctrica generada en Sudamérica



Fuente: ONU. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-19
Participación de la generación electricidad por fuente, 2013



Fuente: ONU. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

La existencia de millones de familias que aún no cuentan con electricidad en diversos países de Sudamérica y el mundo abre la posibilidad de emplear tecnologías basadas en energías renovables, como por ejemplo la instalación de paneles solares. De esta forma se puede ofrecer el servicio y elevar los valores de los coeficientes de electrificación que redunden en una mejora en la calidad de vida de la población, al contar con un suministro continuo y seguro.

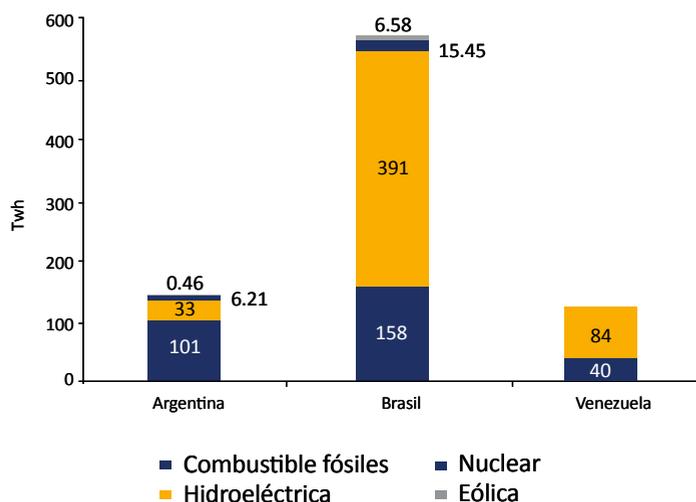
2.5. FACTORES QUE AFECTAN LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD

La electricidad es considerada un *commodity* bajo los supuestos señalados en el capítulo 1 del presente libro. Así, el mercado eléctrico local puede estar influenciado por diversos tipos de factores, los cuales tienen efectos sobre la infraestructura eléctrica, la operación del sistema y las tarifas de electricidad. De manera general, estos factores se pueden agrupar en tres tipos: climáticos y geológicos, económicos y sociales. A continuación se explicará la manera en la cual cada uno de los factores señalados afecta a los mercados eléctricos.

Factores climáticos y geológicos

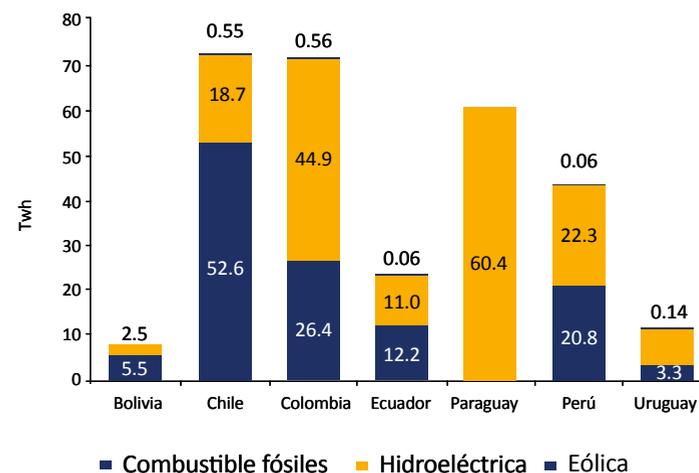
Las centrales de generación eléctrica necesitan de insumos para su funcionamiento. Algunos de ellos se obtienen de forma natural en el ambiente, por ejemplo los recursos hídricos, la energía del sol o del viento. Otros se pueden obtener vía transacciones en el mercado, como los combustibles fósiles (productos derivados del petróleo, gas natural y carbón).

Gráfico 2-17
Generación de electricidad por fuente, 2013 (TOP 3 Sudamérica)



Fuente: ONU. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-18
Generación de electricidad por fuente, 2013 (Resto de Sudamérica)



Fuente: ONU. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 2-9
Niveles de electrificación en Sudamérica, 2013

País	Población sin electricidad (millones)	Coficiente nacional de electrificación	Coficiente de electrificación urbana	Coficiente de electrificación rural
Argentina	1.5	96.4%	99.2%	66.2%
Bolivia	1.2	88.4%	95.6%	73.5%
Brasil	0.8	99.6%	100.0%	97.3%
Colombia	1.2	97.5%	99.8%	90.3%
Ecuador	0.5	97.0%	98.5%	94.4%
Paraguay	0.1	99.0%	99.8%	97.8%
Perú*	2.9	90.3%	96.0%	70.2%
Uruguay	0.0	99.4%	99.7%	93.8%
Venezuela	0.1	99.7%	99.8%	98.6%

* Para el caso del Perú, los coeficientes de electrificación nacional y rural en 2015 fueron de 93% y 78%, respectivamente. En el capítulo 7 del presente libro se muestra la evolución que han tenido estas variables desde 1993, mientras que en el capítulo 9 se presentan las proyecciones de estas variables para los siguientes años.

Fuente y elaboración: IEA (2015), último dato disponible.

Los factores climáticos y geológicos afectan la disponibilidad de estos insumos para la generación eléctrica, así como a la infraestructura de la industria eléctrica. Entre estos factores se pueden mencionar fenómenos climáticos como huracanes y tifones, y geológicos, como movimientos sísmicos de gran magnitud. Estos últimos pueden ocasionar destrucción de centrales de generación y la caída de torres de transmisión que podrían dejar sin suministro eléctrico incluso a grandes ciudades.

En el caso de eventos climáticos, por ejemplo, la industria eléctrica de Sudamérica es particularmente sensible a la ocurrencia del fenómeno de El Niño⁶, que llega a afectar el desarrollo normal del mercado desde el nivel de generación, transmisión y distribución, debido a cambios en las precipitaciones, temperatura, patrones de viento, radiación solar, entre otros. En la zona norte de Sudamérica, países como Colombia, Venezuela y el noroeste de Brasil son afectados por fuertes sequías debido al déficit de lluvias, viéndose reducida la capacidad de generación de electricidad a base de recursos hídricos⁷. Además, el incremento de la temperatura genera el aumento de la demanda de energía eléctrica a nivel residencial, aumentando la probabilidad de ocurrencia de una falla en el sistema de transmisión.

Mientras tanto, en Perú, Paraguay, Bolivia, Uruguay, Argentina y el sur de Brasil, el fenómeno de El Niño causa fuertes lluvias que podrían provocar la inundación de las casas de máquinas de las centrales, pérdidas de torres de transmisión, postes de alumbrado público y aumento de embalses. Esto generaría daños en la infraestructura eléctrica, que podría verse inhabilitada de manera total o parcial⁸.

Con respecto a los eventos geológicos, en el caso del Perú, los deslizamientos de



Foto: Central Hidroeléctrica (reserva operativa de generación).

tierra pueden ocasionar daños en el ducto de transporte de gas que suministra este insumo a varias centrales de generación y afectar la continuidad del servicio eléctrico. A nivel internacional, los eventos geológicos más relevantes han estado asociados a movimientos sísmicos de gran intensidad como, por ejemplo, el terremoto de 9 grados en la escala de Richter ocurrido en 2011 en Japón. Este ocasionó daños en varias centrales nucleares del país, en especial en las plantas de Fukushima en Japón.

Debido a la magnitud de los eventos climáticos y geológicos, sus efectos inciden de manera transversal en el mercado eléctrico, sobre todo en aquellos mercados donde una de las materias primas afectadas es la principal fuente de generación de electricidad. La evaluación del impacto económico de este tipo de eventos ha sido poco estudiada (Cavallo, Galiani, Noy y Pantano, 2010) dentro de la literatura económica, aun cuando se han usado diferentes métodos para intentar capturar los efectos totales que tienen sobre la economía⁹.

Factores económicos

Entre los factores económicos que afectan al mercado eléctrico se encuentran aquellos relacionados a variables que tienen impacto sobre las tarifas de electricidad. Por ejemplo están los precios de los insumos utilizados por las centrales de generación como el diésel, el gas natural, el carbón, etc. No obstante, es conveniente precisar que el efecto de variaciones en los precios dependerá, en gran medida, de la configuración del parque de generación eléctrico. De esta manera, países que basan su producción en centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo y que a su vez no cuentan con reservas propias de estos productos, se verán más afectados por cambios en los precios internacionales de estos insumos, mientras que aquellos países cuya generación eléctrica es realizada en una mayor proporción por centrales hidroeléctricas no se verían tan afectados.

En el caso del Perú, otros factores económicos que tienen incidencia sobre las tarifas eléctricas son aquellos relacionados a variables macroeconómicas que reflejan la situación del mercado internacional como, por ejemplo, la inflación internacional medida por diferentes tipos de índices (por ejemplo, el índice de precios al productor-IPP y el índice de precios al consumidor-IPC); precios de metales empleados en la construcción de redes eléctricas como el aluminio y el cobre; y el tipo de cambio. En el **capítulo 4** del presente libro se explicará cómo estos factores tienen influencia sobre las tarifas de electricidad en Perú por medio de las fórmulas de actualización.

Por otro lado, el desarrollo de nuevos proyectos de generación de electricidad requiere de la búsqueda de fuentes de financiamiento. De esta manera, variables como las tasas de intereses internacionales, el

riesgo país y el tipo de cambio también afectarán al mercado eléctrico con un efecto sobre los costos de financiamiento. Conviene precisar que el impacto de estas variables dependerá del tipo de proyecto a ejecutarse, la tecnología, así como la situación económica del país. Una forma de contrarrestar los efectos negativos de estos factores sobre el flujo de caja de las empresas que operan en el mercado eléctrico es usando mecanismos que aseguren la estabilidad en los flujos de ingresos de los inversionistas, algunos de ellos son explicados en el **capítulo 4** del presente libro.

Factores sociales

Dentro de los factores sociales se encuentran las protestas de la población debido a la construcción de centrales de generación que podrían afectar el ambiente. Por ejemplo, en el caso de las centrales hidroeléctricas, los pobladores que residen en el área de influencia podrían no estar de acuerdo debido a que perciben que la construcción afectará sus actividades económicas. También se encuentran dentro de estos factores el rechazo a un tipo particular de tecnología. Un ejemplo es la generación en base a energía nuclear, que en algunos países como Alemania, ha llevado a establecer compromisos sobre el cierre de sus centrales nucleares debido al alto riesgo que representa sobre la salud humana. Los temores se han acrecentado a partir del desastre de Fukushima. Finalmente, dentro de este tipo de factores se encuentra la ocurrencia de atentados contra la infraestructura eléctrica, como por ejemplo, la voladura de torres de transmisión, lo que ocasiona restricciones en el suministro eléctrico.

Con el fin de minimizar los riesgos, se pueden implementar diversas medidas, entre las cuales se encuentran la diversificación de la matriz energética, es decir, emplear diferentes insumos para la generación de energía eléctrica. Otra medida es alcanzar una mayor integración

El mercado eléctrico local puede estar influenciado por diversos tipos de factores, los cuales tienen efectos sobre la infraestructura eléctrica, la operación del sistema y las tarifas.

de los mercados eléctricos mediante interconexiones regionales que permitan el intercambio de electricidad entre países. Algunos ejemplos de mercados regionales son el *Nord Pool* y el *British Electricity Trading Transmission Arrangements* (BETTA). En el **acápito 2-1 del anexo digital** se presentará mayor detalle del funcionamiento de estos mercados. En la siguiente sección se mostrarán algunas proyecciones del mercado internacional de la electricidad hasta 2040.

2.6. PROYECCIONES DEL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

De acuerdo con el World Energy Outlook 2015 elaborado por la IEA se espera que para 2040 la demanda de electricidad se incremente en más de 70% con respecto a 2013, en especial en los países en desarrollo, hasta alcanzar 34 457 TWh. En este sentido, la demanda de China se incrementará en más de 50% y será de 9467 TWh en 2040, mientras

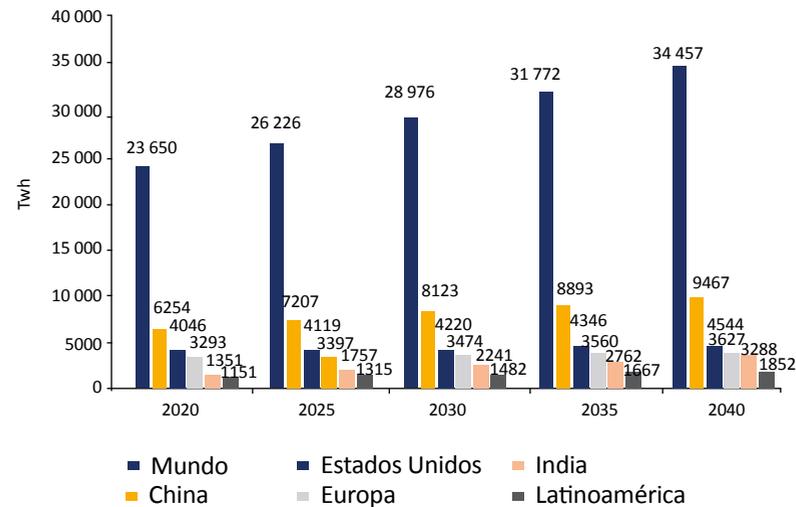
que también experimentará un aumento significativo de consumo de energía eléctrica y a 2040 consumirá 3627 TWh. En el caso de Latinoamérica, la demanda se incrementará 89% con respecto al nivel reportado en 2013 y alcanzará 1852 TWh (ver **gráfico 2-20**).

Asimismo, se pronostica que la capacidad instalada de generación será de 10 570 GW en 2040, y a fin de poder atender la creciente demanda de los países en desarrollo, en países como China e India se prevé que la capacidad se duplique y se quintuplique, respectivamente. Por tipo de fuente de energética, la capacidad instalada en base energías renovables convencionales y no convencionales, así como el gas natural, serán las tecnologías que experimenten el mayor crecimiento a 2040, mientras que las centrales en base a carbón continuarán siendo importantes en la generación de energía eléctrica (ver **gráfico 2-21**).

Por el lado de la producción, la IEA prevé que se alcancen 39 444 TWh en 2040, lo que representaría que la producción casi se duplicaría en los siguientes 25 años. Según el tipo de insumo empleado, las energías renovables convencionales y no convencionales también tendrán un crecimiento importante, así como la producida en base a gas natural y energía nuclear, mientras que se espera que el empleo del petróleo y sus derivados se reduzca a 2040.

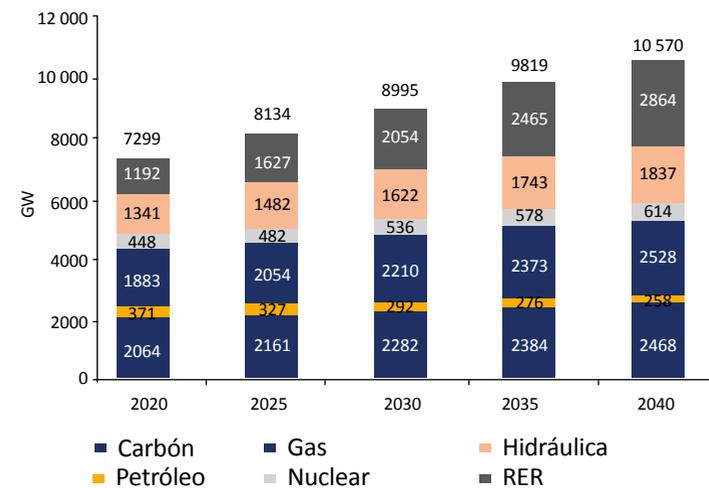
Una vez realizada la comparación del mercado eléctrico nacional con el mundial y teniendo un marco de referencia claro, en el siguiente capítulo se presentará la evolución que ha experimentado el mercado eléctrico en el país.

Gráfico 2-20
Previsión de la demanda de electricidad



Fuente: IEA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-21
Capacidad de generación eléctrica por fuente



Fuente: IEA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

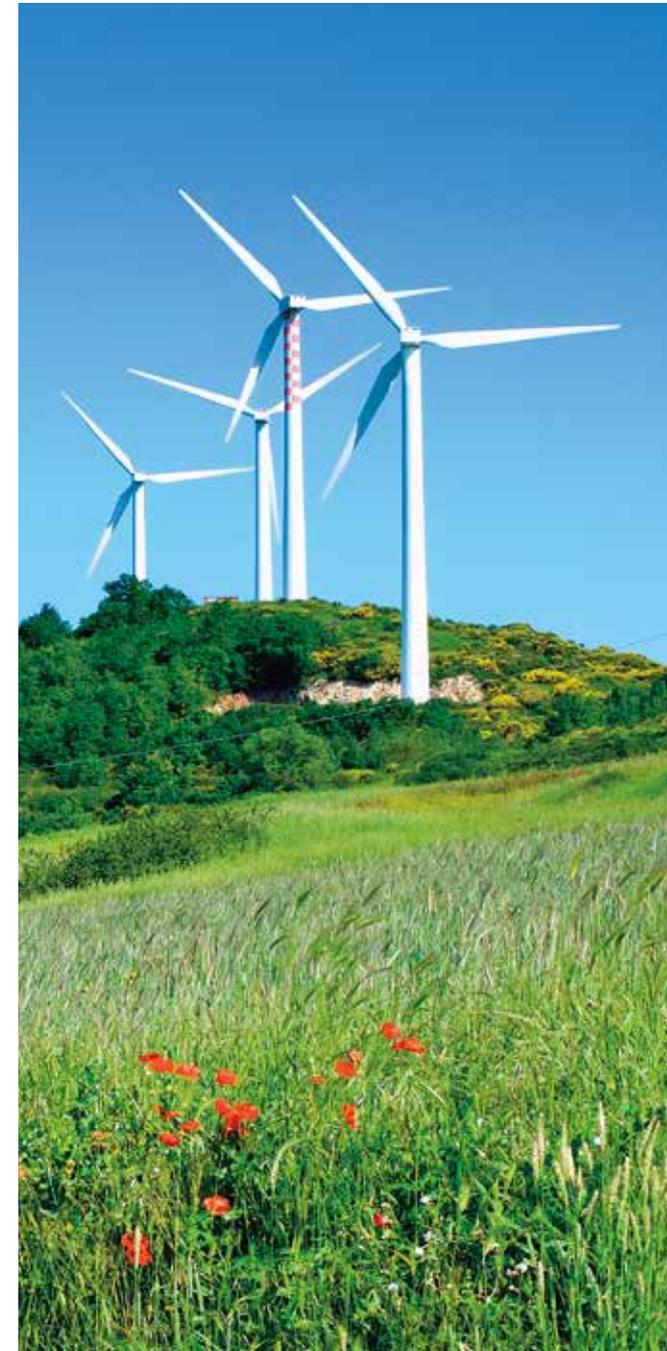


Foto: Parque Eólico. Fuente: www.shutterstock.com



EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL MUNDO

El nuevo mundo al que nos lleva la transición energética será descarbonizado, por lo tanto, intensamente eléctrico, aunque existen grandes diferencias de opinión en cuanto al mix óptimo de los diferentes métodos de producción de electricidad (nuclear, eólica, fotovoltaica, hidráulica o fósil). Sin embargo, el ingreso de energías renovables a la matriz energética mundial es aún reducido, a pesar de las grandes inversiones realizadas en los últimos años. Se prevé que vaya aumentando y que disminuya la dependencia de la generación en base a combustibles fósiles. De esta forma, el mix eléctrico será más amigable con el ambiente en el marco de los acuerdos de cambio climático. Otro aspecto importante en el contexto eléctrico mundial será la masificación del uso de la electricidad en los países en vías de desarrollo. En el caso del Perú, se espera un 99% de cobertura eléctrica hacia el Bicentenario de la Independencia.

Ing. Jesús Tamayo Pacheco
Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin





03

HISTORIA

LA ELECTRICIDAD EN EL PERÚ

Foto: Construcción de una Subestación.
Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.



HISTORIA La electricidad en el Perú

En el presente capítulo se describen los hitos más importantes de la industria eléctrica en el país. La electricidad, como servicio público, comienza en Lima en 1886. El inicio de su uso en el alumbrado público fue un fenómeno de innovación mundial en la iluminación¹. De esta forma, se permitió una aplicación útil de la electricidad que desencadenó en la masificación de las bombillas y plantas de generación.



HISTORIA

La electricidad en el Perú

Cuando llegó la electricidad al Perú, la iluminación en Lima estaba conformada referencialmente por 2203 lámparas a gas en los domicilios y 5219 luces a gas en edificios y alumbrado público². La expansión del uso de la energía eléctrica ha sido notable, y se tiene como objetivo que para 2025, el 100% de los hogares peruanos cuente con suministro eléctrico (ver **ilustración 3-1**).

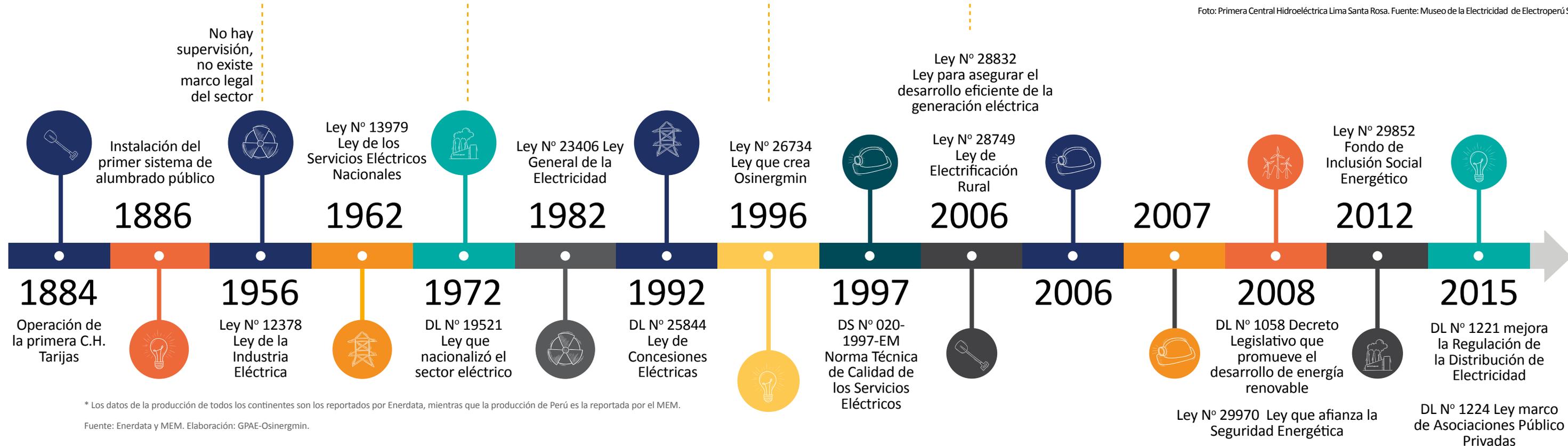


Foto: Primera Central Hidroeléctrica Lima Santa Rosa. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.

Ilustración 3-1
Línea de tiempo de las normas en el sector eléctrico 1886-2016



En 1956 el Estado comenzó a supervisar el sector eléctrico mediante el Ministerio de Fomento. A partir de 1996 dicha actividad es realizada por Osinergmin.



3.1. ORÍGENES DEL SECTOR ELÉCTRICO 1886-1955

La producción de energía eléctrica en el Perú tuvo sus inicios en el distrito de Yungas (Huaraz), donde se asentó la empresa minera Tarijas, que para uso productivo construyó la primera central hidroeléctrica que entró en operación en 1884. Más adelante, el 15 de mayo de 1886, siendo presidente del Perú el general Andrés A. Cáceres, la empresa *Peruvian Electric Construction and Supply Company* (PECSO) inauguró el alumbrado de la Plaza de Armas y de algunas calles del Centro de Lima, que luego se extendió a los pocos domicilios adyacentes³. La electricidad era generada desde una planta a vapor con un único motor de 500 caballos de fuerza ubicada frente al Parque Neptuno (primera

cuadra del actual Paseo de la República).

Sin embargo, el primer sistema de iluminación fue inaugurado en 1855 por la Empresa del Gas (EdG). En dicho año, la EdG tenía una concesión para el alumbrado público o privado, así como un contrato con la Municipalidad para el alumbrado público a gas. Esto originó una discrepancia con PECSO, debido a que la EdG reclamaba poder continuar el contrato para el alumbrado público a gas en las mismas calles donde se introducía el eléctrico. Para solucionar el conflicto, la EdG compró la planta de PECSO. Luego, ofreció a sus clientes el cambio de gas a electricidad, principalmente por la ventaja de no dejar hollín ni requerir limpieza de los faroles. Esto fue aceptado poco a poco hasta que se extinguió el empleo de gas en un par de décadas (para un mayor

detalle de los primeros acontecimientos ver **ilustración 3-2**).

En 1890, la Sociedad Industrial Santa Catalina, dedicada a la fabricación de tejidos, empleó la fuerza eléctrica para la tracción de sus maquinarias. Debido a los notables beneficios, constituyó la Empresa Transmisora de Fuerza Eléctrica para dedicarse a proyectos de generación de energía. Así, el 6 de agosto de 1895, la nueva empresa construyó la central térmica de Santa Rosa en la margen derecha del río Rímac (terrenos del antiguo Molino de Santa Rosa de la Pampa, al lado del cementerio Presbítero Maestro), la cual solo generaba 75 caballos de fuerza y suministraba principalmente a la fábrica y a la oficina de la empresa (Silva, 1960).

Un Decreto de 1890 otorgaba completa libertad en materia de industria eléctrica. Se podía instalar plantas y proporcionar energía sin mayores requisitos que los establecidos por la Ley (Wolfenson, 1981). Asimismo, el 18 de julio de 1895, la Empresa Transmisora de Fuerza Eléctrica puso en servicio una planta a vapor de 450 Kw para abastecer de energía eléctrica a la fábrica de tejidos Santa Catalina, ubicada en la avenida Grau, en Lima. Este suministro de energía eléctrica alterna significó también el inicio de la transmisión de energía eléctrica a mayores distancias.

El uso de la electricidad se expandió a otras ciudades del país. El 27 de julio de 1898, la empresa Luz Eléctrica de Arequipa inauguró el alumbrado público de la Plaza de Armas de la ciudad de Arequipa (Egasa, 2005). El servicio se daba de manera gratuita como parte del contrato firmado entre la empresa y la municipalidad para realizar la actividad de generación en las orillas del río Chili. La pequeña planta hidroeléctrica producía 200 kW de potencia.

En 1899, la Empresa de Piedra Liza instaló una pequeña central hidroeléctrica en la zona de Piedra Liza, margen izquierda del río Rímac. Esta generaba 400 kW de potencia y suministraba electricidad al molino del mismo propietario y a algunos domicilios del actual distrito del Rímac mediante sus propias redes eléctricas. En 1901, se fundó la Compañía Eléctrica de El Callao y se habilitó una planta a vapor en Chucuito, la cual suministraba energía eléctrica a El Callao. Como se observa, las empresas que se constituyeron en el negocio de la electricidad se encargaban de construir sus centrales (térmicas o hidráulicas), así como de tender sus redes eléctricas. Asimismo, se les podría considerar como sistemas aislados debido a que no se encontraban interconectadas.

El primero de enero de 1902 se inauguró oficialmente el servicio público general que cubría la demanda de 115 mil habitantes de la ciudad de Lima.

En 1900, la Sociedad Industrial Santa Catalina se convirtió en la Empresa Eléctrica Santa Rosa y en 1903 construyó la Central Hidroeléctrica de Chosica de 4000 caballos de fuerza (ubicada en el km 39 de la actual Carretera Central), considerable potencia instalada para la época. En 1905, la Empresa Eléctrica Santa Rosa atendía la demanda del servicio público de electricidad de Lima y suministraba al transporte público, que realizó el cambio de su tracción inicial a tracción eléctrica entre los años de 1902 y 1905. Esto incluía al ferrocarril de Lima-El Callao y el de Lima-Chorrillos (ambos inicialmente con tracción a vapor), además del Tranvía Urbano de Lima (inicialmente con tracción animal). Esta demanda dio un gran impulso a la industria eléctrica y originó la ampliación de la Central Térmica Santa Rosa.

En Arequipa, en 1905, la reciente empresa Sociedad Eléctrica de Arequipa (SEAL) absorbió a la empresa Luz Eléctrica de Arequipa y se comprometió a impulsar la Central Hidroeléctrica de Charcani, instalando en ese año las turbinas de Charcani I de 400 kW. La transmisión eléctrica entre la central y la ciudad tenía una extensión de 20 km.

Desde ese momento, la industria eléctrica se expandió rápidamente. El 24 de agosto de 1906, la Empresa Eléctrica Santa Rosa, la Compañía del Ferrocarril Urbano de Lima, el Ferrocarril Eléctrico de El Callao y el Tranvía Eléctrico de Chorrillos se fusionaron para conformar Empresas Eléctricas Asociadas (EEA) o *The Lima Light, Power and Tramways Company*. Este evento convirtió al sector

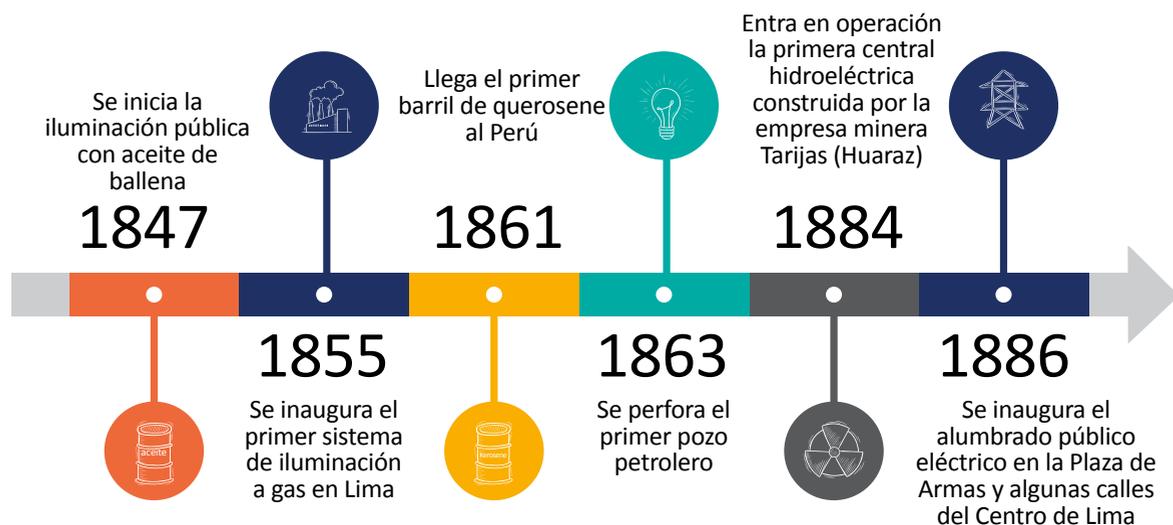
El antecedente más remoto en materia de Legislación de la Industria eléctrica vía concesiones, se encuentra en la Ley Orgánica de Municipilidades promulgada en 1892. A partir de este dispositivo, las concesiones del servicio público de electricidad se sujetaron a contratos de suministro eléctrico entre los Concejos Municipales y los Concesionarios.

eléctrico de Lima en un monopolio. En este periodo, EEA estandariza las redes de distribución, pues antes de la fusión cada empresa tenía sus propias características eléctricas. Al respecto, Jorge Basadre (1939) menciona: “En la historia de la industria eléctrica en el Perú, si la aparición de las centrales para el servicio público corresponde a la última década del siglo XIX, la segunda etapa se inicia con la formación de las Empresas Eléctricas Asociadas...”. Por lo tanto, dicho acontecimiento marcó un hecho de gran repercusión en la vida económica del país y en especial de Lima. En 1907, la capacidad instalada en Lima era aproximadamente 9500 kW.

En 1910, la ciudad de Lima tenía 160 000 habitantes, los balnearios aproximadamente 20 000 y El Callao, 40 000 habitantes, a los cuales las EEA tenía que brindarle el servicio eléctrico. La capacidad de generación en el departamento de Lima en 1921 alcanzó 18.4 MW, de los cuales 10 MW eran de origen hidráulico.

En 1912 se funda la Empresa Eléctrica de Tacna, la cual instaló una planta con

Ilustración 3-2
Principales hechos de los inicios del sector eléctrico



Fuentes: Luz del Progreso y MEM, 2010. Elaboración: Osinergmin.

un motor de 100 caballos de fuerza en el puerto de Iquique, dando inicio al suministro eléctrico en dicha ciudad y a la instalación del ferrocarril Tacna-Arica (Gambetta, 2003). Ese mismo año, Arequipa continuó con el desarrollo del sector eléctrico mediante la puesta en operación de la central hidroeléctrica Charcani II con 700 kW de potencia, gracias a la instalación de nuevos tranvías eléctricos en Arequipa, que circularon hasta 1963. Asimismo, en 1914, la Compañía Eléctrica Industrial del Cusco ilumina por primera vez la ciudad del Cusco, para lo cual construyó una central de generación hidroeléctrica en Qorimarca⁴ y redes eléctricas de 16 km para el transporte de energía. En 1915, se instauró la Cerro de Pasco *Copper Corporation*, fusión de empresas con actividades mineras y ferroviarias, la cual empezó a usar la

energía eléctrica para el desarrollo de sus labores mineras construyendo en esos años centrales hidroeléctricas que abastecían sus instalaciones y pueblos cercanos a Pasco. En este periodo, las redes eléctricas en Lima y demás ciudades del país se realizaban a una máxima tensión de 33 kV y mediante postes de madera que transportaban energía de manera muy limitada.

El desarrollo del servicio eléctrico continuó a un ritmo constante para satisfacer la demanda hasta mediados de los años treinta, cuando la capacidad total instalada en el país era de poco más de 100 000 kW. A partir de entonces, la demanda comenzó a superar la capacidad disponible como resultado del aumento de la industrialización, principalmente en el área de Lima. La llegada de la Segunda Guerra

Mundial significó un beneficio económico para el Perú, debido a que los aliados aumentaron exponencialmente su consumo de materias primas como cobre, algodón, azúcar, guano, entre otros. Las arcas nacionales lograron estabilizarse y con ello recuperar la economía luego de la crisis de 1929. Sin embargo, el bloqueo comercial que sufría Alemania por parte de Gran Bretaña, afectó indirectamente a los peruanos, cuyas maquinarias de origen alemán necesitaban repuestos. En el sector eléctrico se agravó el problema de las nuevas instalaciones de producción y se vio la necesidad de contar con una legislación que permitiera el desarrollo de la industria eléctrica en el Perú.

En esta misma época empieza la construcción de las líneas de transmisión de alta tensión. Antes de esa fecha, la transmisión eléctrica en Lima y en las demás ciudades del país era muy limitada en sus características como para definirla como se conoce ahora. Así, en 1938 se construyó la línea de transmisión Barbablanca-Lima de 60 kV, la primera de alta tensión del Perú, para distribuir energía de la central de generación hidroeléctrica Callahuanca.

En la década de los cuarenta se inicia la preocupación por la regulación de aspectos relacionados con la seguridad en la industria eléctrica. De esta forma, la Asociación Electrotécnica Peruana (AEP) solicita al Ministerio de Fomento y Obras Públicas la autorización para formular el Código de Electricidad Nacional, autorizado mediante la Resolución Suprema (R.S.) N° 1004 del 23 de septiembre de 1946. El proyecto tenía como fin establecer las condiciones y requisitos que debían cumplir las instalaciones eléctricas peruanas. En vista de este propósito, se constituyó una comisión presidida por el ingeniero Juan Orellana Zúñiga e integrada por los ingenieros Julio

Avendaño, Mario Gambini, Alberto Barsi y José Croci, contando con el apoyo de la Dirección de Industrias y Electricidad del Ministerio de Fomento y Obras Públicas.

En la década de los cincuenta, cuando todavía la planificación y construcción de los proyectos de generación por parte de EEA y SEAL aseguraban la cobertura de la energía eléctrica a Lima y Arequipa, respectivamente, el panorama de otras regiones era muy reducido y la demanda superaba la oferta disponible. En Lima, en 1951, la EEA construyó la Central Hidroeléctrica de Moyopampa, con una potencia inicial de 40 000 kW, para aumentar su potencia instalada y servir a la ciudad y al puerto de El Callao. Además, se instaló una nueva línea de transmisión Moyopampa-Santa Rosa con una longitud de 39 km.

En 1952, la Cerro de Pasco *Corporation* puso en operación la primera línea de transmisión en 138 kV, Yaupi-Carhuamayo de 68 km. Se construyó para enviar la energía producida en la Central Hidroeléctrica de Yaupi a las obras de construcción de la empresa (Rusterholz, 1960). La segunda línea de transmisión de 138 kV fue Carhuamayo-La Oroya, con una extensión de 73.5 km. El aumento de la actividad minera en Pasco y La Oroya se debió a la Segunda Guerra Mundial, que ocasionó el incremento del precio de los metales. Es a partir de mediados de la década de los cincuenta cuando se inicia la legislación relativa al sector eléctrico.

3.2. LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

En 1955 se inicia el desarrollo de la regulación del sector eléctrico en el Perú con la Ley de Industria Eléctrica (Decreto Ley N° 12378), promulgada por el Presidente Manuel Arturo

Odría Amoretti y publicada en el Diario Oficial El Peruano el 8 de junio de 1955, reglamentada el 5 de enero de 1956. Este fue el primer marco normativo en la historia del sector eléctrico peruano, y señalaba reglas precisas para el desarrollo del negocio eléctrico con directrices para el Estado y el “concesionario de servicios públicos”.

El Gobierno de Odría se caracterizó por promover las exportaciones e incentivar la presencia del capital extranjero en el país (Portocarrero, 2000). Precisamente, la norma estableció el suministro eléctrico como de utilidad pública, no distinguiendo entre suministrador nacional, extranjero, público o privado. Así, se estableció un sistema de concesiones, permisos y licencias en el sector eléctrico con requisitos para los mismos. Esta norma regulaba las relaciones entre productores y consumidores de la energía eléctrica a fin de garantizar los derechos de cada agente e impulsar el servicio público de electricidad. Del mismo modo, en los casos de la minería y de la extracción petrolera, la promulgación de un nuevo código de minería (1950) y de una ley del petróleo (1952), buscó atraer a los inversionistas extranjeros mediante beneficios tributarios.

Pese a esta tendencia liberal del Gobierno en materia económica, se mantuvo cierto control de precios y subsidios para los alimentos de primera necesidad, con la finalidad de evitar que sus precios se alzasen indiscriminadamente. Así, se establecieron normas y criterios tarifarios, los cuales tenían como fin fomentar la inversión privada nacional y extranjera mediante la rentabilidad, garantizando la recuperación de las inversiones y el interés en invertir en nuevas obras e instalaciones. De tal forma, se hicieron inversiones privadas importantes en los sistemas eléctricos aislados, mediante la construcción de centrales hidroeléctricas y térmicas, donde

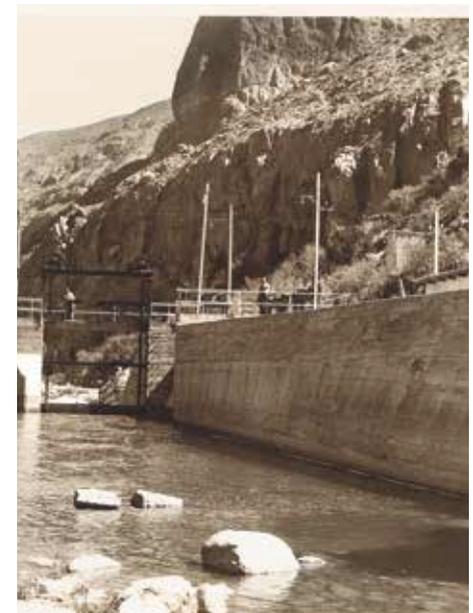


Foto: Construcción de Desasenerador. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.

el sector privado obtuvo concesiones en las principales ciudades del país. La ley establecía condiciones para la expansión del sector eléctrico, por ejemplo, mediante obligaciones al concesionario de aumentar su capacidad de generación en 10% al año.

Como consecuencia de la creación de la comisión que se encargaría de elaborar el primer Código Nacional de Electricidad, mediante R.S. N° 2 del 5 de enero de 1955, se aprobó el Código Eléctrico Nacional. Este es el primer antecedente de la regulación de la seguridad eléctrica en nuestro país. Entre otros aspectos, se regularon medidas de protección contra los efectos de la seguridad y se establecieron normas para instalaciones interiores en baja tensión, equipos eléctricos, generadores y transformadores. Se dio la autorización a los concejos municipales y a la Dirección de Industrias y Electricidad de velar por su cumplimiento.



Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.

El Gobierno de Odría elaboró un ambicioso programa de obras públicas producto del incremento de dinero de las arcas fiscales. Esto se logró gracias al aumento del precio de los productos peruanos de exportación en el mercado mundial, originado por el estallido de la Guerra de Corea (1950-1953). De este modo, Odría dedicó a la educación el porcentaje presupuestal más alto del siglo. Se implementó una reforma curricular y un plan de construcción de las grandes unidades escolares, como Melitón Carvajal, Alfonso Ugarte, Miguel Grau, Mercedes Cabello, Teresa González de Fanning, Bartolomé Herrera, Juana Alarco de Dammert y Ricardo Palma. Asimismo, se trabajó en la mejora de los servicios de salud pública con la construcción del Hospital Central del Seguro Social del Empleado (hoy Hospital Rebagliati) en Lima.

Por otra parte, en 1956, el Ministerio de Fomento y Obras Públicas elaboró el Plan de Electrificación Nacional con el apoyo de la empresa francesa *Electricité de France*. La Ley de la Industria Eléctrica señalaba que cuando concurrían varias solicitudes de concesión para el abastecimiento de energía eléctrica en una misma zona, se tenía que dar preferencia al solicitante que garantice el mejor servicio desde el punto de vista técnico y económico, cuyos proyectos concordasen mejor con el Plan de Electrificación Nacional mencionado.

En este periodo, la Dirección de Industrias y Electricidad del Ministerio de Fomento y Obras Públicas inició la expansión de la oferta eléctrica mediante la instalación de pequeñas centrales a diésel e hidroeléctricas en la periferia de los pequeños pueblos y centros poblados que no estaban en el área de servicio de las empresas privadas o entidades públicas autónomas.

La mencionada ley también creó la Comisión Nacional de Tarifas (CNT), que tenía como atribuciones fijar, revisar, modificar e interpretar las tarifas de venta de la energía eléctrica, e imponer sanciones en dos disposiciones precisas establecidas. Por un lado, aquellas infracciones relacionadas con la venta de energía a un precio distinto al establecido por la CNT y, por otro, infracciones que se daban cuando las empresas no les proporcionaban información. La CNT estaba conformada por siete miembros: presidida por un delegado del Poder Ejecutivo, designado por el Presidente de la República por cuatro años, con el acuerdo del Consejo de Ministros; y con un directorio elegido por dos años, pudiendo ser extendido, compuesto por un delegado de la Dirección de Industrias y Electricidad, uno de la Superintendencia de Contribuciones, un Profesor de la Escuela Nacional de Ingenieros, un delegado de la Sociedad Nacional de Industrias y otro de la Asociación de Empresarios Eléctricos del Perú.

La CNT realizaba la fijación tarifaria para una concesión particular cada tres años, tomando en cuenta la base de datos correspondientes a los tres últimos años de ejercicio completos, la revaluación de los bienes afectos a la concesión y el costo previsto de energía. El cálculo tarifario se realizaba en base a datos contables reportados por las empresas concesionarias y a los estudios realizados por la Dirección de Industrias y Electricidad. Se podían realizar revisiones extraordinarias a iniciativa de la Dirección de Industrias y Electricidad o a petición de la parte interesada cuando cambiaran las condiciones de la fijación tarifaria. De esta forma, las tarifas eléctricas se fijaban por concesión y se establecían de acuerdo con la ley, en un nivel que produjeran ingresos que permitieran recuperar los costos operativos de las empresas y den un retorno

del 11.5% al 15% en el capital invertido por el concesionario. La ley obligaba al concesionario a ampliar la distribución del sistema en su zona de servicio y crear un Fondo de Ampliaciones.

La ley también creó el Consejo Superior de Electricidad como cuerpo consultivo en el Ministerio de Fomento y Obras Públicas, el cual estaba conformado por dos miembros netos, el Ministro de Fomento y Obras Públicas y el Director de Industria y Electricidad, y cuatro miembros regulares. Los miembros regulares estaban compuestos por un profesor del Departamento de Electricidad de la Escuela Nacional de Ingenieros, un miembro de la Asociación Electrotécnica Peruana, un representante de la Asociación de Empresarios Eléctricos del Perú y un miembro del Colegio de Abogados de Lima, especializado en derecho público. Las funciones estipuladas de este cuerpo incluían dictaminar en el otorgamiento o cancelación de concesiones, proponer medidas para estimular el desarrollo de la industria eléctrica, sugerir modificaciones a las leyes eléctricas y hacer sugerencias al Poder Ejecutivo para mejorar la aplicación de las leyes vigentes.

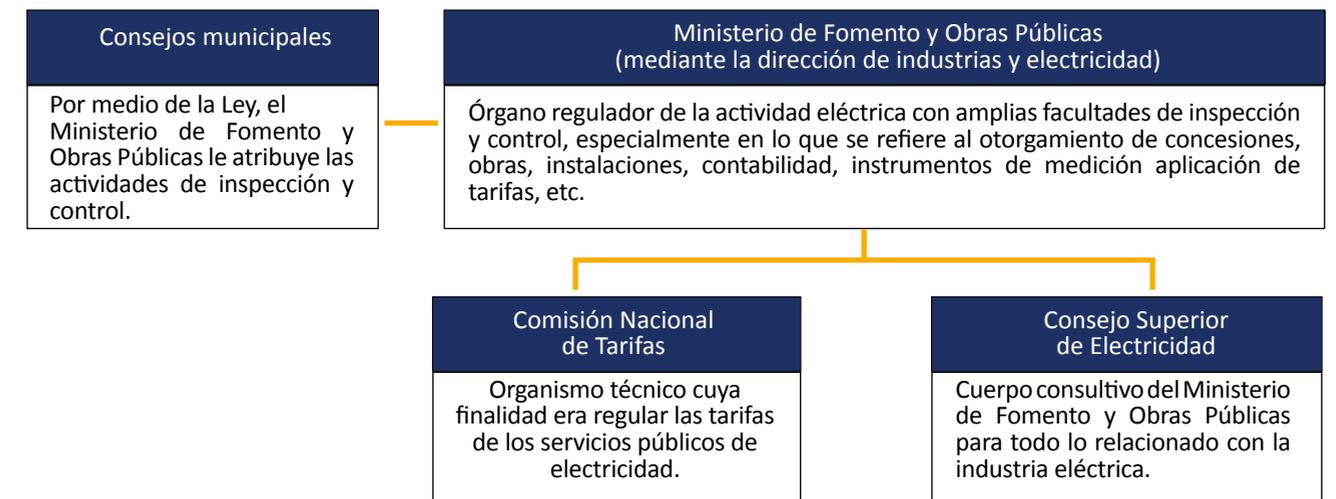
En síntesis, las actividades de la industria eléctrica durante el Gobierno de Odría estuvieron sometidas a la acción del Ministerio de Fomento y Obras Públicas (vía la Dirección de Industrias y Electricidad), de los concejos municipales, de la Comisión Nacional de Tarifas y del Consejo Superior de Electricidad (De Pina, 1961). Ver **ilustración 3-3**.

La Ley de la Industria Eléctrica estimuló el desarrollo del sector en el país al permitir a las empresas privadas obtener información para la expansión de las inversiones y atender el incremento en su demanda. Antes de 1956, el crecimiento promedio de la capacidad instalada era 17 000 kW al año y a partir de 1956 fue 69 000 kW por año.



Foto: Charcani-Arequipa. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.

Ilustración 3-3 Diseño institucional del sector eléctrico durante el Gobierno de Odría



Fuente: Decreto Ley N° 12378 Elaboración: Osinergmin.



Foto: Central Hidroeléctrica de Machupicchu. Fuente: Egemsa.

La Central Hidroeléctrica de Machupicchu

La Central Hidroeléctrica Machupicchu (distrito de Machu Picchu, provincia de Urubamba, en la región Cusco) constituyó un importante hito para el desarrollo económico de la ciudad del Cusco en la segunda mitad del siglo XX y, a su vez, representó la obra ingenieril y electromecánica más importante de la región. De este modo, es importante destacar la modernización y el crecimiento sostenido de la región que se logró con su puesta en operación, debido a que fue la principal fuente de energía eléctrica de la población que cada vez crecía más. Del mismo modo, abasteció de energía a las principales industrias de la zona.

Para destacar la importancia de la central, es trascendental señalar los antecedentes de la generación eléctrica en el Cusco y el contexto en el que fue construida. Entre finales del siglo XIX e inicios del XX, en Cusco se vivió un fenómeno dinámico de industrialización. Por ejemplo, entre 1899 y 1928 se crearon varias

fábricas textiles en la ciudad (Maranganí, Urcos, Huáscar y La Estrella). Estas empresas, que contaban con su propia generadora eléctrica, constituyeron el complejo industrial textil más importante del sur del Perú. Por otra parte, a finales del siglo XX se desarrollaron varias empresas cerveceras (Cervecera del Sur, Cervecera Francesa, entre otras). De forma similar, en 1921, se vivió un importante desarrollo agroindustrial en la que se destacó Cusipata, la más grande molinera del sur, que posee tres minicentrales hidroeléctricas con una capacidad total de 450 KW. Luego, la familia Lomellini constituye una empresa de energía eléctrica con una pequeña central hidroeléctrica en Corimarca-Chincheros para dar servicio a la ciudad del Cusco. Años más tarde se implementa la termoeléctrica de Dolores Pata, con una capacidad de 3 MW.

El 21 de mayo de 1950 se produjo un devastador terremoto que trajo graves consecuencias en la infraestructura de

la ciudad del Cusco, lo cual afectó la sostenibilidad de las industrias. Para revertir los efectos del desastre, se aumentó en 20% el impuesto al tabaco, con el fin de crear un fondo destinado a mejorar Cusco y, además, se contó con el apoyo de organismos internacionales. Igualmente, mediante el Decreto Supremo del 10 de enero de 1952, se creó la Junta de Reconstrucción y Fomento Industrial del Cusco, con el objetivo de generar medidas para el desarrollo de la ciudad. Una de sus ideas eje fue el aprovechamiento del río Vilcanota para la ubicación de una nueva central hidroeléctrica, que ya había sido planteado en estudios anteriores y tomaban en cuenta las necesidades de energía eléctrica con una visión de presente y futuro. En febrero de 1957, con el objetivo de garantizar el desarrollo económico y urbano, se creó la corporación de Reconstrucción y Fomento del Cusco (CRIF) con sede en el Cusco.

La CRIF, con el apoyo de la Junta de Reconstrucción y Fomento Industrial del Cusco, obtiene la ley que aprueba la licitación, financiamiento y ejecución de la Central Machupicchu en el río Vilcanota,

entre los poblados de Machu Picchu y Santa Teresa. Entre las autoridades que empujaron la construcción de la Central destacan el ingeniero Armando Gallegos (presidente del directorio de la CRIF) y el ingeniero Roberto Tamayo Herrera (supervisor de construcción entre 1957 y 1964 y posteriormente Gerente de la CRIF). Ambos participaron desde el diseño de la obra hasta la instalación de la maquinaria automotriz. La central fue edificada en dos etapas: la primera se desarrolló desde fines de 1958 hasta 1963, y puso en operación 20 MW con el primer grupo de turbinas Francis. En 1965 se incorporó el segundo grupo Francis totalizando 40 MW de potencia instalada. La segunda etapa, que inicia su construcción en 1981 y que abarca hasta 1985, consistió en la incorporación de tres grupos Pelton con una potencia instalada total de 67 MW. Por lo tanto, en total la central tenía una capacidad conjunta de 107 MW, lo que permitió a la ciudadanía entrar a la modernidad y disfrutar de la tecnología de dicha época, y crear un sector industrial prominente, en el que se vislumbraron una serie de proyectos que las centrales de Corimarca y Calca no podían abastecer. Del mismo modo, permitió el desarrollo social, minero e industrial de otros departamentos vecinos, como Puno y Apurímac. Con la interconexión de los sistemas Este y Oeste del Sur, la Central Hidroeléctrica Machupicchu amplió significativamente su mercado, consolidándose como una de las bases más importantes del Sistema Interconectado Sur al suministrar el 36% de la energía eléctrica.

Años más tarde, en 1993, se constituye la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (Egemsa), sobre la



Foto: Central Hidroeléctrica de Machupicchu. Fuente: Egemsa.



Foto: equipo de trabajo de la Central Hidroeléctrica Machupicchu. Leonidas Aguilar, director de la CRIF; ingeniero Roberto Tamayo H. y los ingenieros franceses Marcel Chastagnon y Perigord. Fuente: El Enigma de Machu Picchu, 2011

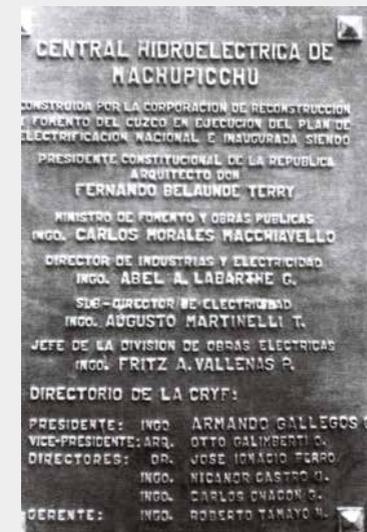


Foto: placa conmemorativa de las autoridades que construyeron la Central Hidroeléctrica de Machupicchu. Fuente: El Enigma de Machu Picchu, 2011.

base de los pasivos y activos transferidos por Electroperú S.A. y Electro Sureste S.A., Egemsa también se hizo cargo de las centrales termoeléctricas de Dolores Pata, Taparachi y Bellavista. El 27 de febrero de 1998 se produce un aluvión de grandes proporciones que malogró las turbinas y las ruedas Pelton y ocasionó la destrucción total de la Central Hidroeléctrica de Machupicchu y la pérdida total de su producción de kilovatios/hora de energía eléctrica. Se produjeron pérdidas totales en maquinaria y obras, valorizadas en más de US\$ 100 millones. A consecuencia de este desastre, se paralizó tanto la iluminación como los servicios industriales en la región. Así, la central permaneció inoperativa por un periodo aproximado de tres años (Tamayo, 2011).

Sin embargo, gracias a las acciones realizadas por Electro Sureste y Egemsa se logró la recuperación y posterior reconstrucción de la central. De este modo, entre los meses de mayo, junio y julio de 2001, Egemsa pone en servicio la primera fase de recuperación de la central Machupicchu, con una potencia instalada de 90 MW. Luego se dio la rehabilitación de la segunda fase, con lo que se alcanza una capacidad de 192 MW. Finalmente, la rehabilitación de la segunda fase entró en operación comercial en 2014 (Video institucional - Egemsa).

3.3. LEY DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS NACIONALES

En la década de 1960 comenzó en el país un incremento de la expansión de las redes eléctricas en las regiones, producto de las mejoras en el marco normativo. El 6 de enero de 1958, la Corporación Peruana del Santa puso en servicio la Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato de 260.6 MW. La realización de este proyecto tuvo como principal impulsor a Santiago Antúnez de Mayolo, quien diseñó la central en 1913. Asimismo, para el ingreso de esta gran central se puso en operación la línea de transmisión Huallanca-Chimbote, permitiendo la expansión del suministro en Áncash (Antúnez de Mayolo, 1957).

En febrero de 1962 se promulgó la Ley N° 13979, la cual autorizaba al Poder Ejecutivo a organizar a los ferrocarriles del Estado, el servicio de agua potable de Lima y el servicio nacional de electricidad como empresas autónomas. De esta forma, mediante un Decreto Supremo, se crearon los Servicios Eléctricos Nacionales (SEN) para explotar las numerosas centrales eléctricas que dependían del Estado, y así abastecer de servicio eléctrico a aquellos lugares donde no había llegado la inversión privada ni las municipalidades.

Este Decreto Supremo establecía que los SEN eran responsables de proporcionar al país la suficiente energía eléctrica para estimular su desarrollo económico y para elevar el nivel de vida de su población, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación. Su rol era colaborar con la inversión privada mediante el fomento de la canalización de sus aportes en la industria eléctrica. De esta forma, los SEN comenzaron a tomar el control

y operación de las pequeñas centrales a diésel e hidroeléctricas, construidas por la Dirección de Industrias y Electricidad con fondos del Estado en varios cientos de pequeños poblados en todo el país. La mayoría eran plantas de un rango entre 10 kW a 1000 kW de tamaño, las cuales en conjunto sumaban una capacidad agregada de 25 000 kW.

Los SEN continuaron con el programa de expansión del servicio eléctrico por parte del Gobierno en zonas rurales del país y promovieron su organización vía concesionarias y cooperativas. El Decreto Supremo establecía que los SEN, gracias a sus ingresos y préstamos locales, debían ser autosostenibles dentro de un plazo de cinco años.

El 23 de mayo de 1962 se promulgó la Ley N° 14080 “dando el carácter de interés nacional a la interconexión de los sistemas de producción de energía eléctrica del país”. Fue la primera ley dedicada a la interconexión eléctrica que facilitó la competencia de la oferta de generación con el fin de asegurar una mayor eficiencia en las instalaciones.

Hasta antes de la década de los años de 1970, la industria eléctrica en el Perú estuvo desarrollada, principalmente, por el sector privado nacional y extranjero (sobre todo suizo, inglés y estadounidense). En ese entonces se abastecía únicamente a 15% de la población, ya que solo quienes vivían en las grandes ciudades recibían el servicio mediante compañías privadas, a las cuales se les había otorgado una concesión temporal. Luego, con la aparición de las primeras empresas estatales, los poblados más pequeños empezaron a ser atendidos.



Los SEN se crearon con el fin de abastecer de servicios eléctricos a aquellos lugares donde no llegaba la inversión privada, principalmente zonas rurales.



El modelo económico en las décadas de 1950 y 1960 generó buenos resultados macroeconómicos. El crecimiento económico promedio entre 1955 y 1959 fue de 3.5% por año. Entre 1960 y 1965 se acrecentó a 7% en promedio por año (IBRD, 1966). Asimismo, no coexistían desequilibrios macroeconómicos y los ingresos generados por las exportaciones financiaban cómodamente los gastos fiscales. Los gastos por importación no crecieron de manera tan sostenida, lo cual no generó *pass trough* y efectos inflacionarios. No obstante, el modelo no generaba efectos redistributivos. La baja capacidad en las acciones del Gobierno hacia políticas redistributivas y el rendimiento desigual del sector moderno orientado a la exportación y los sectores más tradicionales, agudizaron la brecha del ingreso urbano-rural (Monzano y Winkelierd, 2009).

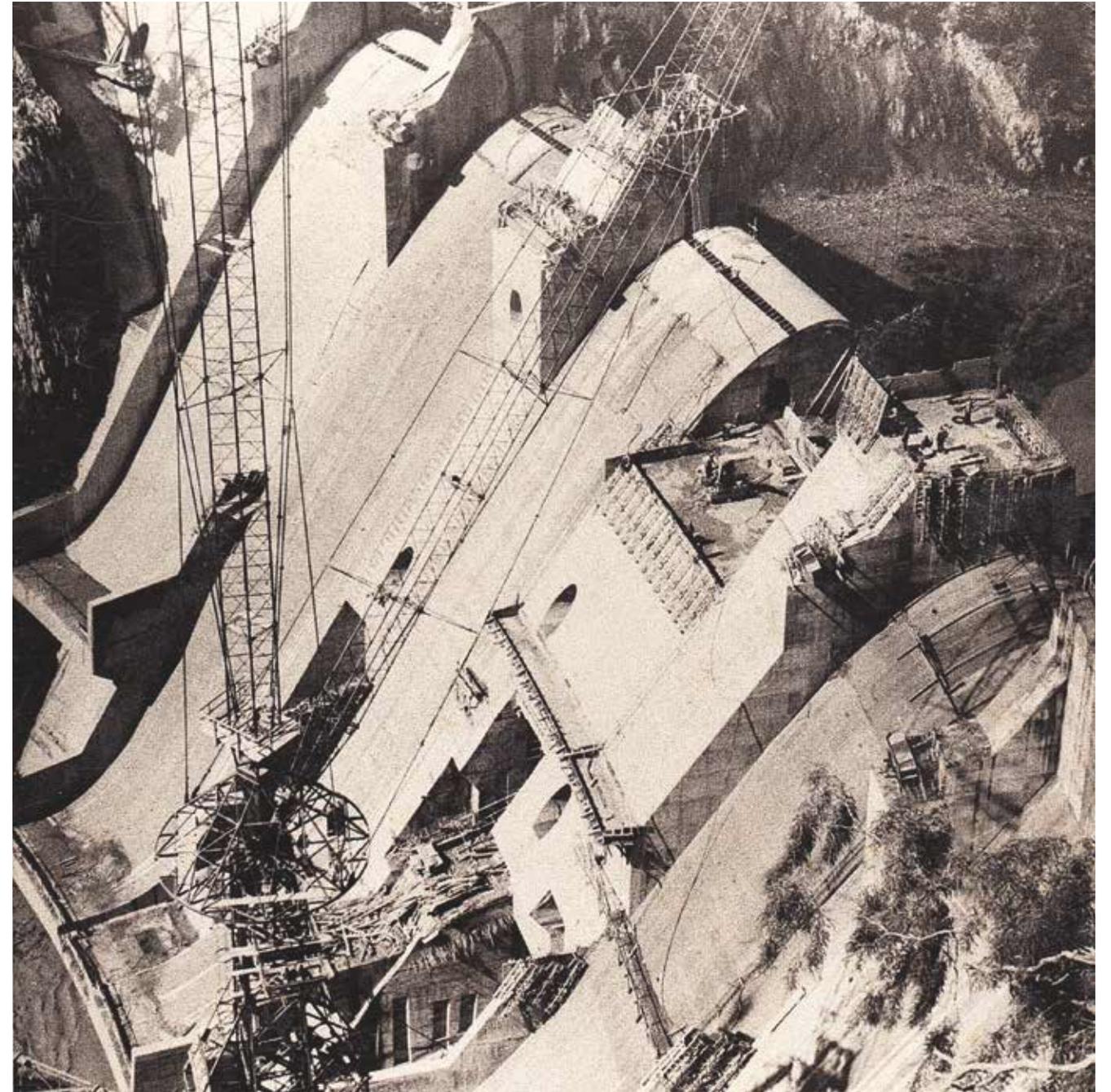


Foto: Central Hidroeléctrica. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.

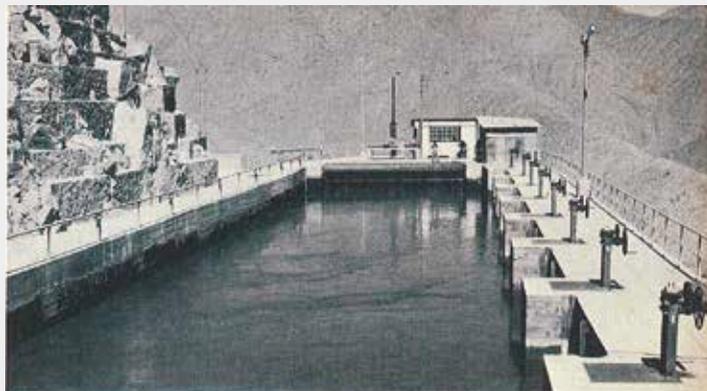


Foto: Central Hidroeléctrica. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.

Sistemas eléctricos regionales aislados

Para finales de la década de los sesenta, la industria eléctrica en el Perú estaba compuesta por ocho sistemas eléctricos aislados sin interconexión, que abastecían únicamente las regiones donde se ubicaban sus centrales de generación y donde se contaba con líneas locales de transmisión. De acuerdo con el Plan Nacional de Electrificación y la Ley N° 14080: Ley de Fomento a la Interconexión Eléctrica, la política energética nacional proyectaba construir la primera red central de interconexión de los sistemas eléctricos regionales con el objetivo de disminuir el marcado déficit de energía eléctrica y permitir que la electricidad llegue a más peruanos. A comienzos de 1960, la potencia instalada nacional ascendía a 837 MW (Banco Mundial, 1965) (ver **mapa 3-1**).

Los principales sistemas eléctricos de transmisión regionales a finales de los setenta eran los siguientes:

1. El sistema Piura (Piura), operado por la empresa Energía de Piura. Estuvo conformado por una central térmica a diésel de 13 MW de potencia y una línea de transmisión entre Piura y Sullana, las cuales suministraban energía a ambas ciudades y centros poblados cercanos.

2. El sistema del Santa (Áncash, La Libertad), operado por la Corporación Peruana del Santa, de propiedad estatal. Estuvo constituido por la central hidroeléctrica del Cañón del Pato con 100 MW, por una central térmica en Chimbote con una potencia de 41 MW y una en Trujillo con 20.5 MW. Este sistema contaba con la línea de transmisión de Huallanca (Central del Cañón del Pato-Chimbote), que posteriormente se extendería hasta Trujillo en 1964, y otra línea Huallanca-Huaraz.

3. El sistema Rímac-Santa Eulalia (Lima), operado por EEA. Estuvo compuesto por las centrales hidroeléctricas de Callahuanca, Moyopampa, Huampaní, Matucana y Huinco, y la Central Térmica de Santa Rosa. Su línea de transmisión Huinco-Santa Rosa (Lima) fue la primera de 220 kV en nuestro país. Debido al ingreso de la central de Huinco, se optimizaron las condiciones para la interconexión eléctrica del sistema.

4. El sistema del Cusco (Cusco), principalmente operado por la Corporación de Reconstrucción y Fomento del Cusco. Estuvo compuesto por la Central Hidroeléctrica de Machupicchu (primera etapa de 1963), con la línea de transmisión Machu Picchu-Cachimayo-Dolorespata, la Central Térmica de Dolorespata de 1918 y las centrales hidroeléctricas de Qorimarca de 1914 y Hercca, con su primer grupo alternador de 400 kW de 1924. Esta última fue creada con fines industriales para dar servicio a la fábrica de tejidos Maranganí y abastecer de energía eléctrica a la ciudad de Sicuani.

5. El sistema Pativilca (Lima), operado por Energía Hidroeléctrica Andina-Hidrandina, cuya Central Hidroeléctrica Cahua y línea de transmisión Cahua-Paramonga suministraba de

energía eléctrica al Complejo Industrial de Paramonga y al puerto de Supe.

6. El sistema Aricota (Tacna), constituido por las centrales hidroeléctricas de Aricota I y II, producía en conjunto más de 35 MW y entregaba su energía a Toquepala, Tacna e Ilo vía una línea de transmisión Aricota-Toquepala de 35 km.

7. El sistema de la Cerro de Pasco Corporation (Pasco, Junín), operado por la empresa Cerro de Pasco Corporation. Estuvo compuesto por las centrales hidroeléctricas Yaupi, La Oroya, Pachachaca y Malpaso y las primeras líneas de transmisión de 138 kV, Yaupi-Carhuamayo de 67 km y Carhuamayo-La Oroya de 73.5 km. Las expansiones en transmisión eléctrica efectuadas como sistema aislado abarcaron 141 km de largo: una línea que iba desde Bellavista a La Oroya, pasando por Casapalca, Morococha y Pachachaca, otra pequeña línea de Pachachaca a San Cristóbal, cruzando Pomacocha; una línea desde La Oroya hacia Malpaso y de allí hacia la mina de Goyllarisquisga, con una línea anexa hacia Paragsha; y, finalmente, una línea de La Oroya a Yaupi, que pasaba por la subestación de Carhuamayo y los pueblos de Yuncán y Paucartambo.

8. El sistema de Arequipa (Arequipa), operado por la empresa SEAL. Estuvo compuesto por las centrales de Charcani I-IV y las centrales térmicas de Chilina y de Sucre. El sistema contaba con líneas de transmisión que suministraban energía a la ciudad de Arequipa y alrededores, así como a la fábrica de Cementos Yura.

Mapa 3-1
Principales sistemas de transmisión aislados en los años setenta



Fuente y elaboración: Osinergmin.

3.4. DECRETO LEY NORMATIVO DE ELECTRICIDAD

Tras el golpe de Estado del 3 de octubre de 1968, la Junta Militar designó al general Juan Francisco Velasco Alvarado como presidente del gobierno militar. En los inicios de su Gobierno, en el Perú se vivió un entorno favorable, beneficiado por los altos precios de los *commodities*. Sin embargo, durante 1971, el precio de exportación del cobre y de otros metales se redujo. Del mismo modo, el volumen de minerales para exportar también decreció, producto de las constantes huelgas que se dieron en las minas más importantes del país. Asimismo, en 1972, la agricultura fue afectada por las desfavorables condiciones climáticas. Esto produjo un deterioro de la cuenta corriente y una pérdida de las reservas. A pesar de ello, la economía solo se redujo ligeramente.

A nivel mundial, a finales de 1973 se vivió la denominada primera crisis del petróleo, en la que el control de los precios y el volumen de los suministros habían pasado a los países de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP). De este modo, el precio del petróleo subió de US\$ 3 a US\$12 en menos de dos años. En este mismo periodo, la economía de países desarrollados se contrajo, mientras que la inflación a nivel mundial subió. Estos dos factores causaron lo que en términos económicos se define como estanflación. Los altos precios del petróleo ocasionaron que el valor total agregado de productividad de países desarrollados, en especial de Estados Unidos⁵, disminuya considerablemente después del *shock* petrolero (entre 1974 y 1985), dificultando una posterior reactivación económica mundial (Barriga, 2015).

Bajo este contexto, el Gobierno del general Juan Velasco se basó en un enfoque de desarrollo donde el crecimiento económico estaba directamente relacionado a la

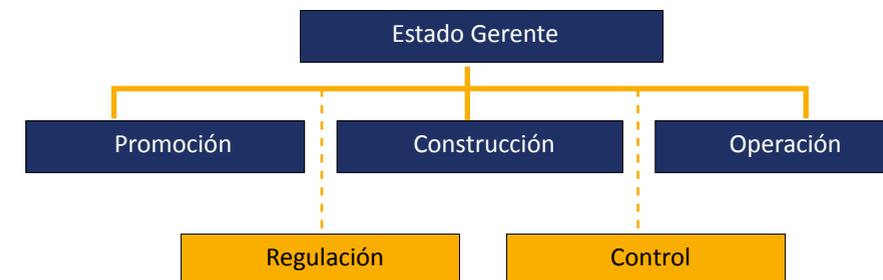
transformación de la sociedad, con lo cual se buscó una mayor participación popular en la vida económica, social y política del país. En ese sentido, el Estado pasó a tomar un rol más activo en la economía⁶; por ello, el régimen promovería diversas reformas de corte nacionalista en sectores de la economía considerados estratégicos, incluyendo el sector eléctrico, uno de los principales impulsores de la inversión pública.

Así, se creó el Ministerio de Energía y Minas (MEM) mediante Decreto Ley N° 17271 del 3 de diciembre de 1968 y a partir del 1 de abril de 1969 inició sus actividades con los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería. En el Artículo 15 de dicho Decreto se considera que “corresponde al MEM, dirigir, regular y fomentar las actividades mineras y energéticas del país”.

Por el Decreto Ley N° 17527, Ley Orgánica del Ministerio de Energía y Minas, se modificaron las competencias de los organismos del Estado con respecto a la regulación del sector eléctrico. De esta forma, correspondía al MEM velar por el cumplimiento de las normas legales correspondientes a este sector, teniendo como funciones la reglamentación, el cumplimiento y la aplicación de las normas legales relativas a las tarifas y las condiciones técnicas y de seguridad de las empresas eléctricas.

La Ley General de Electricidad se promulgó en 1972, mediante Decreto Ley N° 19521. En dicha norma se declaraba de “necesidad, utilidad y seguridad públicas y de preferente interés nacional, el suministro de energía eléctrica para servicio público, por ser básica para el desarrollo económico y social del país”. Como parte de estas reformas, se creó Electroperú, empresa estatal que actuaría como *holding* para la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica. La formación de Electroperú

Ilustración 3-4
Estructura de gestión de las empresas estatales en el sector eléctrico en la década de 1970



Fuente y elaboración: Bedoya (2009).

significó la fusión de los Servicios Eléctricos Nacionales, la Corporación de Energía Eléctrica de Mantaro y la Corporación Peruana del Santa. Estas dos últimas estaban encargadas de la explotación de los recursos hídricos del río Mantaro y Santa, respectivamente. En este periodo, solo Electroperú podía brindar el servicio de electricidad y cuando carecía de capacidad, se podía autorizar a autoprodutores para su uso exclusivo y con contrato con Electroperú. Cabe destacar que en 1972 había 1930 MW instalados en las centrales eléctricas para el servicio público (MEM, 1968 & 1979). El Estado tenía 9.3% (267 MW) y las empresas privadas el 90.7% (809 MW).

Los bienes de dominio público fueron capitalizados a favor del Estado junto con la compra de acciones de inversionistas extranjeros. Así, las empresas privadas se convirtieron en Empresas Estatales Asociadas, las cuales constituyeron Electrolima. Esto implicaba la participación del Estado en su directorio. Al asumir

el aumento de capital de cada empresa y comprar las acciones de los inversionistas privados, así como incorporar al capital social correspondiente a los bienes de dominio público, el Estado se convirtió en el accionista mayoritario con el 98.1% del capital social global, quedando solo el 1.9% de capital privado en algunas de las empresas públicas como SEAL, Electrolima, Hidrandina y Electrocentro (ilustración 3-4).

Tanto Electroperú como Electrolima tuvieron a su cargo la prestación del servicio público de electricidad y la planificación de las inversiones en toda la cadena productiva. El 6 de octubre de 1973 entró en servicio la central hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, con una producción inicial de 342 MW. La Central Hidroeléctrica del Mantaro (ubicada en el distrito de Colcabamba, provincia de Tayacaja en la región Huancavelica) fue proyectada como parte de un complejo hidroenergético a completarse en diferentes etapas (ver recuadro 3-2).

Asimismo, se estableció a la Dirección General de Electricidad del MEM como el ente encargado

de dirigir, promover, controlar y fiscalizar las actividades del servicio de electricidad. De esta forma, las funciones de la Comisión Nacional de Tarifas pasaron al MEM. Se creó una Tarifa Unificada Nacional, la cual se obtuvo integrando a todos los sistemas eléctricos de servicio público del país con fines tarifarios. La Tarifa Unificada Nacional se aprobó mediante Resolución Suprema de acuerdo con el cálculo de la CNT. Asimismo, se creó la Dirección de Fiscalización Eléctrica, órgano de línea de la recientemente fundada Dirección General de Electricidad, encargada de normar, fiscalizar y controlar las actividades técnico-económicas de los servicios eléctricos, sistemas tarifarios y uso de materiales y equipos electromecánicos.

Con respecto a las cuestiones relacionadas con aspectos técnicos y de seguridad, mediante el Artículo 19 de la Ley N° 19521, se autorizó al MEM para formular el Código Nacional de Electricidad, junto con los organismos pertinentes, el cual sería puesto en vigencia mediante Decreto Supremo con voto aprobatorio del Consejo de Ministros. De tal forma, luego de los respectivos estudios, se aprobó el 19 de mayo de 1978 el primer tomo del nuevo Código Nacional de Electricidad, mediante RM N° 285-78-EM/DGE, sobre las prescripciones generales. Luego fue sucedido por volúmenes sobre sistemas de generación, transmisión, distribución y utilización en 1982.

Como resultado de estas reformas, entre 1972 y 1979 se produjo un importante crecimiento de la potencia instalada con una adición promedio de 114 MW anuales y una tasa de crecimiento de 5.7% anual. Asimismo, las inversiones realizadas por Electroperú ascendieron, en promedio, a US\$180 millones anuales constantes de 1995, lo que representó el 0.5% del PBI.



Foto: Santiago Antúnez de Mayolo. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.

Complejo Hidroeléctrico del Mantaro

La Central del Mantaro (distrito de Colcabamba, provincia de Tayacaja, en la región Huancavelica) fue concebida como parte de un complejo hidroenergético a completarse en diferentes etapas. Había sido discutido por más de 20 años como el mayor proyecto de energía eléctrica para abastecer el centro del Perú. En 1945 y 1961, luego de una intensa investigación, Santiago Antúnez de Mayolo presentó el estudio para la explotación hidroeléctrica de la llamada primera curva del río Mantaro, en la provincia de Tayacaja, Huancavelica. Asimismo, se realizaron diversos estudios internacionales preliminares, como el descrito en el informe de 1956 por *Electricité de France*, en relación con un plan general de electrificación para el país y el Reporte Arthur D. Little, un plan de desarrollo nacional conocido como Peruvia. Dado el gran tamaño de este proyecto, el Gobierno creó la Corporación de Energía Eléctrica del Mantaro (Corman) en diciembre de 1961, por la Ley N° 13769, con el propósito de desarrollar el potencial de la energía eléctrica del valle.

En 1966 se iniciaron las obras para la construcción de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo a cargo de la Corporación de Energía Eléctrica del Mantaro (Corman), bajo la dirección del ingeniero Alfonso Montero Muelle, su presidente. Montero elaboró los estudios preliminares del proyecto, ejecutado luego de la aprobación del Congreso por la compañía italiana Impregilo-Gie, un grupo que desarrolló los trabajos de ingeniería civil y mecánica de la obra. La constitución de Corman fue decisiva para llevar adelante el gran proyecto del Mantaro. Desde su creación, se gestionó la parte técnica y financiera, y se realizaron los estudios de impacto y suministro energético; además, se consiguió llevar a cabo la obtención de los empleados necesarios para que los contratistas ejecuten la construcción y

montaje de las subestaciones y las líneas de transmisión sin inconvenientes. Asimismo, se capacitó a los técnicos e ingenieros que tendrían a su cargo el funcionamiento del complejo hidroenergético.

La primera etapa del proyecto estaba constituida por tres unidades principales: la represa de Tablachaca, el túnel de aducción de 19 km de longitud y la casa de máquinas ubicada en la margen izquierda del río Colcabamba. Esta cuenta con siete turbinas Pelton de eje vertical, cada una de 114 MW de potencia. En abril de 1973, tras finalizar la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo (Mantaro) y sus líneas de transmisión, se haría la primera interconexión en el Perú entre los sistemas eléctricos de Lima y Mantaro (centro). Así se completaba el anillo energético proyectado en la construcción de la central.

El 1 de mayo de 1979 se inauguró la segunda etapa del proyecto del Mantaro. Cuatro grupos de generadores adicionales se instalaron a los tres existentes y se sumaron dos tuberías de presión, con lo que se logró alcanzar una potencia total de 798 MW. En 1981, con el ingreso de estos proyectos, quedaba todo listo para el siguiente paso: la formación del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), con la entrada en operación de la línea de transmisión Lima-Chimbote de 220 kV y 400 km de extensión.

La Hidroeléctrica del Mantaro fue una importante y trascendental obra que marcó el cambio del panorama eléctrico peruano. A partir de ella se inició el proceso de interconexión eléctrica con la construcción

del anillo de transmisión del Mantaro, constituido por la interconexión con la gran Lima, y la expansión del suministro hasta Pisco, Ica y Marcona, incluyendo a la Marcona Mining Company. Con Mantaro se puso en servicio 1000 km de líneas de transmisión, elevándose el porcentaje de población atendida de 10% en 1968 a 36% en 1981.

Así, con su puesta en funcionamiento se permitió la interconexión eléctrica de tres sistemas que operaban de manera independiente: el Sistema Interconectado Centro, conformado por los sistemas de Lima y Mantaro (Centro); el sistema del Cañón del Pato, que abastecía a las ciudades de Huaraz, Chimbote y Trujillo; y el sistema Cahua-Paramonga (Pativilca) de 40 MW de potencia.

Finalmente, el 10 de noviembre de 1984 se inauguró la tercera etapa del proyecto Mantaro, con la puesta en servicio de la Central Hidroeléctrica de Restitución, culminada en 1985. Esta central en caverna aprovechaba las aguas turbinadas provenientes de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, antes de que sean derivadas hacia su cauce natural en el río Mantaro. Así se lograba generar 210 MW adicionales para completar 1008 MW en todo el complejo.

En general, la puesta en operación de la Central Hidroeléctrica del Mantaro en su primera etapa y, posteriormente, hasta alcanzar su actual producción, significó la inclusión de muchos pueblos a la era de la modernidad. Sin embargo, no todos pudieron ser abastecidos en un primer momento y Electroperú se preocupó de instalar mini centrales en los poblados a los que no llegaba la energía del Mantaro.

3.5. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD

Luego de 12 años de gobiernos militares liderados por el general Juan Velasco A. y el general Francisco Morales Bermúdez C., en 1980 asumió el Gobierno Fernando Belaúnde Terry. En 1978, el gobierno militar había convocado a una Asamblea Constituyente, cuyos miembros, elegidos en 1979, redactaron la nueva Constitución que regiría en el país luego de las elecciones presidenciales convocadas por el gobierno militar para 1980. En el Gobierno de Belaúnde acontecieron tres hechos que produjeron efectos adversos sociales y económicos: el Fenómeno de El Niño, que originó sequías e inundaciones en varias zonas del país; la crisis de violencia producto del nacimiento del movimiento terrorista Sendero Luminoso, y la crisis económica mundial, que trajo como consecuencias la caída de los precios de las exportaciones y el incremento de la deuda externa (Portocarrero, 2000).

A partir de 1981, la economía peruana comenzó a sufrir graves dificultades en la balanza de pagos. Las reservas internacionales descendieron, el sector público se encontraba en déficit debido a los bajos precios de exportación, mayores gastos y retrasos en algunos ajustes de precios. Asimismo, se originó una profunda depresión económica. El Producto Bruto Interno (PBI) real *per cápita* en 1983 se redujo en 12% con respecto al año previo, solo recuperándose en 2.4% en 1984. La inflación alcanzó una tasa sin precedentes de 111% en 1983 y 1984. Además, bajaron los recursos externos en forma de financiamiento de bancos comerciales y el acceso a los fondos del Fondo Monetario Internacional (FMI).

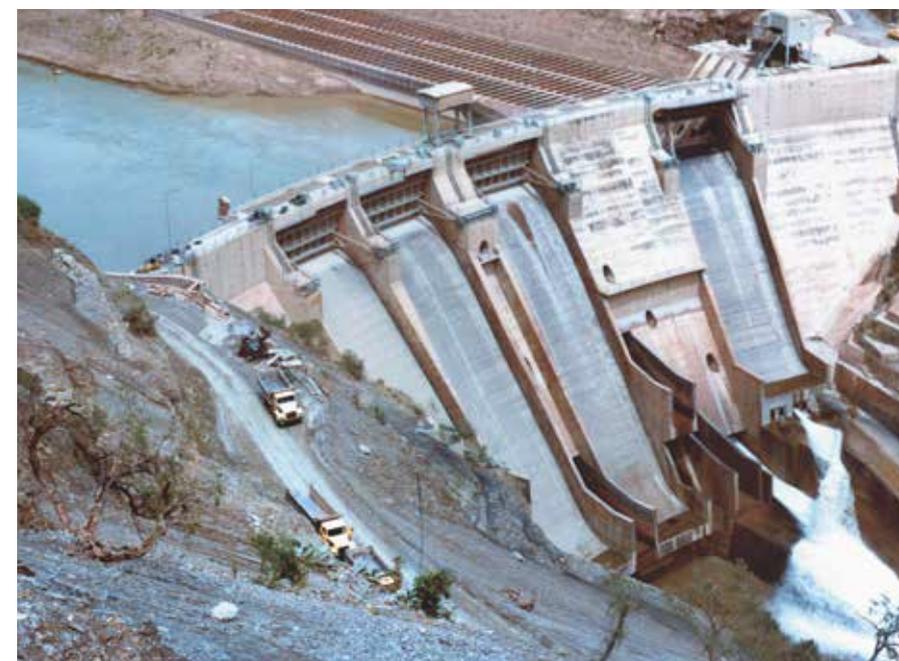


Foto: Central del Mantaro. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.

Bajo el marco de referencia descrito anteriormente, en mayo de 1982, el Presidente Belaúnde promulgó la Ley N° 23406, Ley General de Electricidad (LGE), que tomó como base las anteriores leyes eléctricas. Debido a la crisis financiera del sector, se planteó un nuevo marco jurídico descentralizado. Se mantuvo en poder del Estado la prestación del servicio público de electricidad y se crearon las empresas regionales como filiales de Electroperú. De esta forma, se transfirió a las empresas regionales la actividad de distribución y se crearon 10 empresas regionales que cubrirían el país⁷. Electroperú actuó como empresa *holding*, quedando a cargo de las centrales del Mantaro, Cañón del Pato, Carhuaquero y Cahua, y de las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Centro-Norte que no fueron incluidas en las empresas regionales.

En este contexto, Electrolima era la mayor de las empresas regionales de distribución eléctrica, con el 98% de sus acciones en poder de Electroperú. La electricidad en el país era distribuida mediante los sistemas interconectados Centro Norte (SICN), Sureste (SISE) y Suroeste (SISO). Gracias a la LGE se fortaleció al MEM mediante la Dirección General de Electricidad, encargada de normar y fiscalizar las actividades relativas a la generación, transmisión, interconexión, distribución, comercialización y utilización de la energía eléctrica. Asimismo, la LGE contaba con competencias para sancionar a las empresas por incumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades, especialmente por deficiencias en la prestación de los servicios, teniendo en cuenta lo dispuesto en la ley, el Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas y procedimientos dictados (ver **ilustración 3-5**).

La LGE creó la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) para regular las tarifas y los aportes al Fondo de Compensación de Generación (FCG), la cual estaba compuesta de 10 integrantes. El presidente de la comisión era nominado por el Presidente de la República por un periodo de cuatro años. Los otros eran elegidos por dos años y designados por el Banco Central de Reserva del Perú, el Colegio de Ingenieros del Perú, las municipalidades, la Sociedad de Industrias, las empresas regionales del servicio público de electricidad y el MEM.

El FCG fue creado para cubrir las diferencias de costos de generación entre empresas regionales. La compra y venta de energía eléctrica entre las empresas que conformaban el servicio público de electricidad no se

efectuaba mediante un mecanismo de precio, sino el FCG, cuyo objetivo era compensar la diferencia de costos de generación y transmisión mostrada por las empresas de electricidad, producida a raíz de las distintas fuentes energéticas, escalas de producción y estructuras de mercado en las que operaban las empresas del sector (CTE, 1998). Con respecto a la expansión de la frontera eléctrica, se estableció que el planeamiento del sector eléctrico esté reflejado en el Plan Maestro de Electricidad, en los Planes de Desarrollo Eléctrico de las empresas regionales y en el Plan de Expansión de la frontera eléctrica.

El sector eléctrico peruano contaba entonces con un sistema tarifario basado en el concepto de costos contables; adicionalmente, coexistía

una diversidad de tarifas finales distribuida de acuerdo con la actividad desarrollada por el usuario de energía eléctrica. De esta forma, dicha actividad podía ser clasificada en industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario. Es importante resaltar que existía un problema de insuficiencia de los niveles tarifarios vigentes y en la modalidad de su determinación, pues esta no se adecuaba a la estructura de costos y a las características técnico-económicas de los correspondientes sistemas eléctricos.

Las tarifas promedio de electricidad no reflejaban los costos del servicio desde la década de 1970. Así, durante ese periodo disminuyeron un 5% en términos reales. Esto originó un problema en la situación financiera

del sector. Según datos de la época, el sector eléctrico subvencionaba a sus consumidores en términos económicos a razón de US\$ 330 a US\$ 550 millones anuales. En efecto, los subsidios e impuestos ocultos en la estructura tarifaria indicaban que los consumidores domésticos eran los más subvencionados, mientras que las pequeñas industrias recibían un subsidio moderado y a los clientes comerciales se les cargaba excesivamente. De este modo, el nivel y la estructura de las tarifas de electricidad no era reflejo del verdadero costo de este servicio público. Al respecto, el Gobierno de Belaúnde solo autorizó aumentos nominales de las tarifas entre 1980 y 1982. Así, en 1980 se reajustaron las tarifas tres veces, ocho veces en 1981 y una vez cada mes entre abril y octubre de 1982. Sin embargo, los aumentos fueron apenas suficientes para mantenerse al nivel de la inflación que predominaba en dicha época.

En el **cuadro 3-1**, se detallan los precios medios de venta de la energía que se aplicaron durante 1982. Los precios se clasificaban por empresa y destino, en soles corrientes por KWh. Los consumidores comerciales pagaban las mayores tarifas en la mayoría de los sistemas eléctricos, siendo el promedio 2.4 veces el de la tarifa para el sector doméstico (PNUD/BM, 1984).

Los insuficientes aumentos de las tarifas reflejaban el efecto de las presiones políticas populares para frenarlos. Es así que las tarifas se reducían en términos reales. En 1984, si bien las tarifas aumentaron en casi 40% por encima de la inflación, fue insuficiente para satisfacer las necesidades financieras de las empresas. Las tarifas solo representaban el 65% del costo marginal a largo plazo. El programa de inversiones de las empresas se redujo sustancialmente con respecto a las expectativas originales del sector, a fin de ajustarlo con la disminución de la demanda, el menor gasto público (en línea con lo acordado con el FMI), y

Cuadro 3-1
Tarifas de electricidad
Precio medio venta 1982 (soles corrientes por KWh)

Empresa de electricidad	Domésticas	Industriales	Comerciales	Participación en el mercado
Electroperú	22	35.35	53.75	23.4
Electrolima	18.79	32.82	72.63	63.7
Hidrandina	12.67	16.72	38.62	4.5
SEAL	22.08	32.43	65.58	3.9
Coserelec	23.47	44.78	67.65	1.5
E.E. Piura	22.78	39.52	64.22	1.3
S.E. Huancayo	23.57	43.02	69.17	0.5
E.E. Chimbote	22.31	51.07	61.15	1.2

Fuente y elaboración: PNDU/BM, 1984.

asimismo como reflejo de la falta de acceso al financiamiento externo (PNUD/BM, 1990).

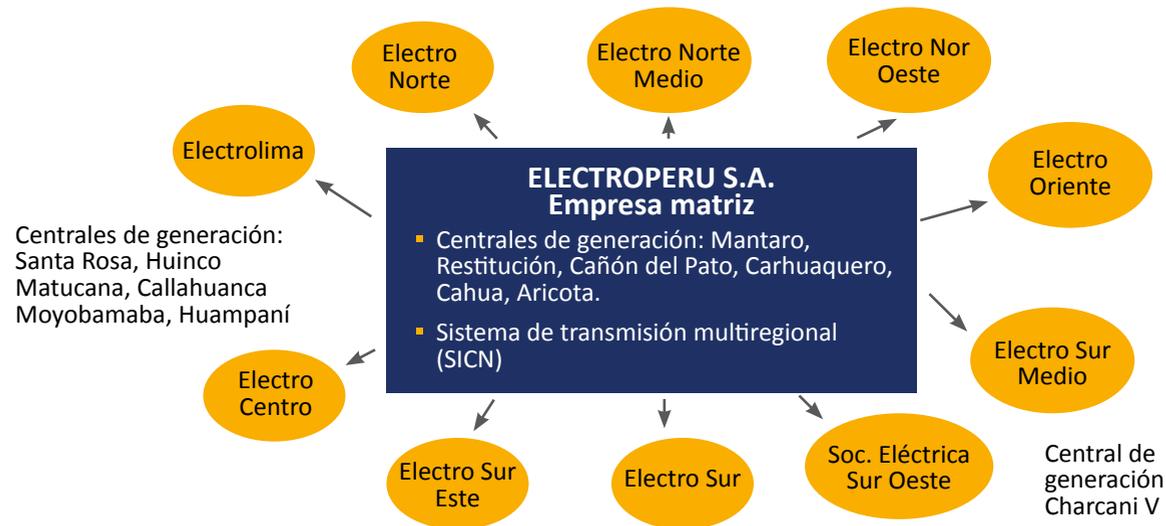
La caída real en las tarifas eléctricas siguió durante un tiempo prolongado. Por ello, en 1985, Electroperú y las empresas del sector eléctrico tuvieron ingresos que no lograban cubrir sus costos operativos. Esto significó un recorte progresivo en los gastos de mantenimiento, pérdidas efectivas de capacidad y un alto porcentaje de pérdidas del sistema, agravando la situación de restricción de la oferta. A partir de 1986, los servicios de electricidad dependieron del Tesoro Público para financiar el déficit operativo y la inversión de capital. Por otra parte, la indexación de los sueldos de los trabajadores del sector, en función al índice de inflación, llegó a tal extremo que los ingresos no alcanzaban para pagar sueldos y, menos, para hacer inversiones o realizar adecuadamente la operación y mantenimiento de las instalaciones.

En el periodo desde la promulgación de la LGE hasta los años noventa se evidenció el deterioro del sector eléctrico debido a la

Las tarifas promedio de electricidad no reflejaban los costos del servicio desde la década de 1970. Así, durante ese periodo disminuyeron un 5% en términos reales. Esto originó un problema en la situación financiera del sector.

falta de inversión en infraestructura, tarifas que no cubrían los costos de producción, inversiones restringidas al mantenimiento y recuperación de infraestructura eléctrica destruida constantemente a causa del terrorismo y, sobre todo, por la ineficiente supervisión y fiscalización del Estado para controlar a sus empresas. Esto decantó en un sistema eléctrico al borde del colapso a inicios de 1990: el país tenía excesivos cortes del suministro debido, principalmente, a los atentados que atacaban las instalaciones de transmisión (ver **ilustración 3-6**).

Ilustración 3-5
Electroperú a inicios de 1990



Fuente y elaboración: Bedoya, 2009.

Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.



Antecedentes de la reforma estructural

La segunda mitad de la década de los ochenta se caracterizó por una intervención amplia del Gobierno en la economía mediante la implementación de reducciones y exoneraciones de impuestos, exoneraciones arancelarias y restricción de importaciones (Pascó-Font y Saavedra, 2001). Esto provocó distorsiones en el mercado que trabaron la gestión pública con complicadas normas administrativas que, además, incrementaban la discrecionalidad de los organismos públicos. Por otro lado, la agrupación terrorista Sendero Luminoso había ido ganando terreno, principalmente en zonas rurales

desde su primera incursión en 1980, y tenía en permanente estado de alerta a la capital. Esto afectó las instalaciones de las empresas eléctricas. Así, el sector eléctrico reportó la destrucción de 1146 torres de transmisión desde mayo de 1980 hasta diciembre de 1990 por acción terrorista⁸. En respuesta a la baja confiabilidad del servicio eléctrico público, tanto consumidores industriales como comerciales, instalaron una importante capacidad de generación compuesta por una gran variedad de unidades térmicas pequeñas de muy alto costo de operación.

Las ineficaces medidas económicas aplicadas por el Estado generaron un crecimiento acelerado del nivel de precios. Debido a esto, a partir de setiembre de 1988, la inflación se convirtió en hiperinflación. Ese mes, los precios subieron 114%. Fue el mes con mayor inflación en el Gobierno de García. En 1990, la inflación alcanzó 7484%. Al finalizar el año 1987, la producción se había estancado y la balanza de pagos tenía un saldo negativo de US\$ 521 millones, el hueco más grande desde 1981. En consecuencia, las reservas internacionales siguieron decayendo. Esto significó la mayor y más prolongada inflación y recesión para el país en el curso de su historia republicana. Del mismo modo, enfrentó también altas tasas de desempleo, un persistente desequilibrio fiscal, distorsiones en los precios relativos y un creciente proceso de deterioro financiero (Crabtree, 2005).

El nuevo Gobierno asumiría un país sumido en la hiperinflación, con tasas de crecimiento negativas y, en general, con una economía altamente distorsionada por efecto de la intervención de un Estado que era incapaz de detener el avance de los grupos terroristas y de proveer con mínima eficiencia y calidad de los servicios básicos, a una población que se empobrecía cada vez más.

Ilustración 3-6 Sector eléctrico antes de la primera reforma (Ley de Concesiones Eléctricas, LCE)



Fuente y elaboración: Osinergmin.

3.6. LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

A partir de marzo de 1991, el Gobierno de Alberto Fujimori implementó un agresivo proceso de reformas estructurales orientado a reducir la intervención del Estado y a eliminar las distorsiones en la economía que derivaron del anterior Gobierno. Este conjunto de cambios incluyó una liberalización del comercio exterior y una reforma tributaria (Pascó-Font y Saavedra, 2001). En ese sentido, se procedió a simplificar y modernizar el sistema económico y mejorar la administración de los tributos. Otras reformas apuntaron a flexibilizar mercados, iniciándose un proceso de liberalización del mercado de trabajo y del sistema financiero, con el fin de crear mejores condiciones para la inversión privada, así como al fomento de la competitividad.

Por otra parte, se inició un agresivo proceso de privatización de empresas públicas. Bajo este

contexto, el sector eléctrico sufrió un cambio de orientación, donde el nuevo enfoque estuvo dirigido a lograr la suficiencia en el suministro eléctrico por medio de una economía integrada al comercio internacional y al estructuramiento de mercados competitivos. De este modo, se promulgaron una serie de disposiciones legales para favorecer la inversión privada, por ejemplo, el Decreto Legislativo N° 662, Ley de Promoción de las Inversiones Extranjeras, y el Decreto Legislativo N° 674, Ley de Promoción de la Inversión Privada de las Empresas del Estado. Esta última declaró de interés nacional la inversión privada en el ámbito de las empresas que conformaban la actividad empresarial del Estado, para lo cual se crearon los órganos a cargo de la inversión privada. En este nuevo contexto, el 19 de noviembre de 1992 se decreta la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas que derogó a la LGE, anterior marco normativo del sector.

La LCE determinó la división de las actividades del sector eléctrico en generación, transmisión, distribución y comercialización, se otorgaron concesiones y autorizaciones para dichas actividades, actuando el Estado como ente regulador. Asimismo, estableció un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia (generación y comercialización), y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos eficientes (transmisión y distribución)⁹.

Como complemento de este marco regulatorio se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM. Esta estableció los valores mínimos que las empresas concesionarias en el sector eléctrico deberían cumplir en cuanto al producto entregado y al servicio prestado; y fue utilizada para la supervisión y fiscalización de las empresas concesionarias de electricidad, tanto privadas como estatales.

Asimismo, en noviembre de 1997 se promulgó la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (LAASE), mediante la cual se regulaba la posibilidad de concentración horizontal y vertical en el mercado de energía eléctrica; y se otorgaba al Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi) la facultad de autorizar dichas concentraciones cuando no afectasen la libre competencia en el sector. Así, se obliga a notificar previamente a Indecopi aquellas integraciones verticales u horizontales que tuvieran por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en los mercados eléctricos.

Al respecto, Osinerg tiene la determinación semestral de los porcentajes de participación en el mercado de las empresas que desarrollan actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica, en base a las declaraciones juradas que semestralmente deberán presentar. Con lo cual, posteriormente, deberá emitir un informe.

Bajo esta nueva tendencia, las empresas públicas tuvieron que ir reestructurándose y acondicionando sus competencias a Electroperú, que en un momento había detentado más del 80% de la participación en el sector eléctrico peruano mediante la generación, la transmisión y la distribución. Así, se inició el proceso de transferencia al sector privado de 10 empresas regionales de distribución. En 1994, la mayor parte

Ilustración 3-7 Esquema de reestructuración y privatización de las empresas eléctricas en el Perú en los noventa

Electroperú	{ Cahua (abril 1995) Etevensa (diciembre 1995) Egenor (junio 1996) Etepsa (octubre 1996) Electroperú (c.h Mantaro c.t Tumbes) (se mantiene bajo propiedad estatal)
Electrolima	{ Edelnor (julio 1994) Luz del Sur (julio 1994) Edecañete (junio 1996) Edechancay (diciembre 1995) Edegel (octubre 1995)
Etecen y Etesur	{ ISA (junio 2002 Concesión)

Fuente y elaboración: Banco Central de Reserva del Perú, 1999.

Cuadro 3-2 Evolución del coeficiente de electrificación nacional 1993 - 2015

Coeficiente de electrificación	1993	1995	2000	2005	2010	2015
Nacional	56.8	60.5	68.5	72.8	82.0	93.9
Rural	7.7	14.8	23.2	28.2	55.0	78.0

Fuente: MEM. Elaboración: Osinergmin.

“
La LCE determinó la división de las actividades del sector eléctrico en generación, transmisión, distribución y comercialización. Asimismo, estableció un régimen de libertad de precios para aquellas actividades que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellas actividades que por su naturaleza lo requieran.”

de las líneas de transmisión de Electroperú pasaron a ser administradas por empresas especialmente creadas para esta función y para dirigir el proceso de privatización de los sistemas de transmisión eléctrica. Al separarse las diferentes actividades del sistema eléctrico, se constituyeron dos empresas de transmisión: Etecen y Etesur, las mismas que comprenden las líneas de transmisión de propiedad del Estado en el SICN y el Sisur, respectivamente.

Entre 1994 y 1996, Electrolima se divide en tres nuevas empresas con el objetivo de su posterior privatización. De esta forma, aparecen Luz del Sur, Edelnor y Edegel, las dos primeras distribuidoras y la tercera generadora de electricidad. Así, entre 1994 y 1996 se privatizó cerca del 55% de la capacidad de generación y cerca del 60% de la distribución —medida por el número de clientes— mediante la división de las empresas estatales Electroperú y

Electrolima en diferentes unidades de negocio, tanto de generación como de distribución.

Posteriormente, en 2002, se transfirió la actividad de transmisión al sector privado mediante un esquema de concesión basado en el mayor pago realizado por el postor ganador a cambio de recibir un ingreso fijo anual y comprometerse a realizar la operación y mantenimiento de las redes por un periodo de 30 años (ver **ilustración 3-7**).

Los resultados de la privatización son diversos: se ha ampliado la frontera eléctrica, el número de clientes y la mejora en la calidad de los servicios. Es importante señalar que antes del proceso de privatización, el grado de electrificación en el país observaba un bajo nivel. Este hecho era resultado, básicamente, de la poca inversión y de que el sector no se tornaba atractivo para los inversionistas privados. Las privatizaciones cambiarían el curso de los bajos niveles de cobertura hacia una tendencia creciente, tanto en Lima como a nivel nacional (ver **cuadro 3-2**).

La LCE establecía que la Comisión de Tarifas de Energía debía ser un organismo técnico y descentralizado del MEM, con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica. La separación vertical hacía necesario el cálculo de tarifas en cada actividad eléctrica. Así, el precio final de la electricidad estaba compuesto de los precios de generación, transmisión y distribución.

El Estado pasó de ser el principal prestador de los servicios públicos al encargado de establecer las reglas que regirían dichas actividades, es decir, de empresario a regulador. Sin embargo, tal como se mencionó, la LCE no consideró la creación de un Organismo Regulador Autónomo. La DGE, mediante su Dirección General de Electricidad, continuó con las funciones de supervisión

y fiscalización del sector eléctrico hasta el 31 de diciembre de 1996, fecha en la que se crea el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – Osinerg (en la actualidad Osinergmin), Mediante Ley N° 26734, Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía - Osinerg, como el organismo fiscalizador de las actividades que desarrollan las empresas de electricidad y del cumplimiento de las normas del sector eléctrico por toda persona natural o jurídica de derecho público o privado. En los **capítulos 4, 5 y 6** se brindarán más detalles acerca de la labor de Osinergmin en el sector eléctrico.

El 29 de julio de 2000, mediante la promulgación de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se asignó a Osinerg la función de regulación que desarrollaba hasta ese momento la Comisión de Tarifas de Energía (CTE). Adicionalmente, mediante dicha ley, se le asignaron las funciones normativas, de solución de controversias y reclamos. Dos años más tarde, el 16 de abril de 2002, mediante la aprobación de la Ley de Fortalecimiento Institucional del Osinerg, se ampliaron las facultades de la institución y le otorgaron mayores prerrogativas sancionadoras.

Un hito importante en la industria eléctrica durante este periodo fue el empleo del gas natural en la generación eléctrica, cuando en agosto de 2004 se inició la explotación del gas de Camisea, lo cual incrementó la generación térmica. El empleo de este recurso ocasionó cambios en la matriz energética peruana, diversificando las fuentes primarias y abaratando los costos. En 2006, la empresa Edegel, con su Central Térmica de Ventanilla, realizó el primer cambio de ciclo simple a combinado, para aprovechar mejor los combustibles utilizados en sus unidades de generación.

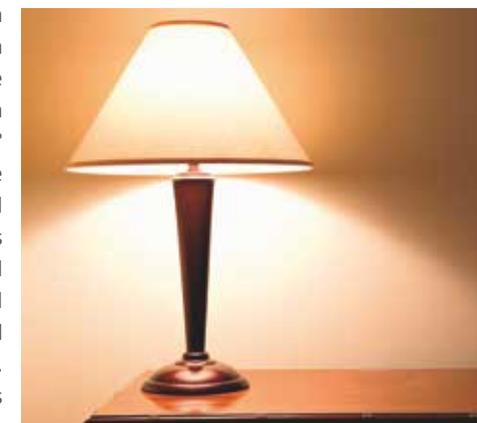


Foto: Lámpara de mesa. Fuente: www.shutterstock.com

Asimismo, un evento importante de la actividad de transmisión en el Perú fue la creación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con la entrada en operación de la línea Mantaro-Socabaya, inaugurada en el 2000 (ver **recuadro 3-5**). Finalmente, es importante mencionar la introducción de las energías renovables en nuestro país, cuando el 24 de setiembre de 2014 se inauguró la Central Eólica de Marcona con 62 aerogeneradores y una potencia instalada de 22 MW.

En el siguiente **capítulo** se complementará el marco legal vigente al describir sus principales aspectos, poniendo principal énfasis en los procedimientos regulatorios y en el cálculo de tarifas. Así, se mencionará los principales aspectos de la LCE y de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la cual realizó cambios fundamentales en la generación y transmisión. Asimismo, se presentará los cambios introducidos en la actividad de distribución en 2015 mediante el Decreto Legislativo N°1221, que modificó la LCE en aspectos relacionados con la distribución. De igual forma, el **capítulo 5** tratará sobre las energías renovables no convencionales (RER), promovidas mediante el Decreto Legislativo N° 1002 de 2008 (ver **ilustración 3-9**).

La electrificación rural en el Perú

La electrificación rural en nuestro país es un tema de interés del Estado desde la Ley de la Industria Eléctrica de 1955. Sin embargo, hasta la década de 1980, la cobertura eléctrica era reducida. Por ejemplo, en 1982 era de 40% y en 1992 de 54.9%. La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), vigente a la fecha, no norma lo relacionado a electrificación rural.

El 1 de junio de 2006 se publicó la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER), y su Reglamento se aprobó mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM en mayo de 2007. Los sistemas eléctricos rurales (SER) se definieron como aquellos desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el MEM. Asimismo, se estableció claramente el rol del Estado en la electrificación rural, precisando que este asumirá un papel subsidiario mediante la ejecución de los SER, así como la promoción de la participación privada, incluso desde las etapas de planeamiento y diseño de los proyectos. En cuanto al esquema tarifario, se menciona que el MEM indicará a qué sector típico pertenecerán las SER.

En 2007, mediante el DS N° 026-2007-EM, se creó la Dirección General de Electrificación Rural (DGER-MEM), y mediante el DS N° 031-2007-EM, se estableció su función de ejecución del Plan Nacional de Electrificación Rural, dentro de los lineamientos de política del sector energía y minas.

En la **ilustración 3-8** se muestra un esquema de la participación de las diversas entidades en la electrificación rural: el MEM encarga a la DGER la responsabilidad de la planificación, elaboración de estudios, ejecución y transferencia de las obras de electrificación rural, así como de la administración de los fondos recaudados. Las empresas

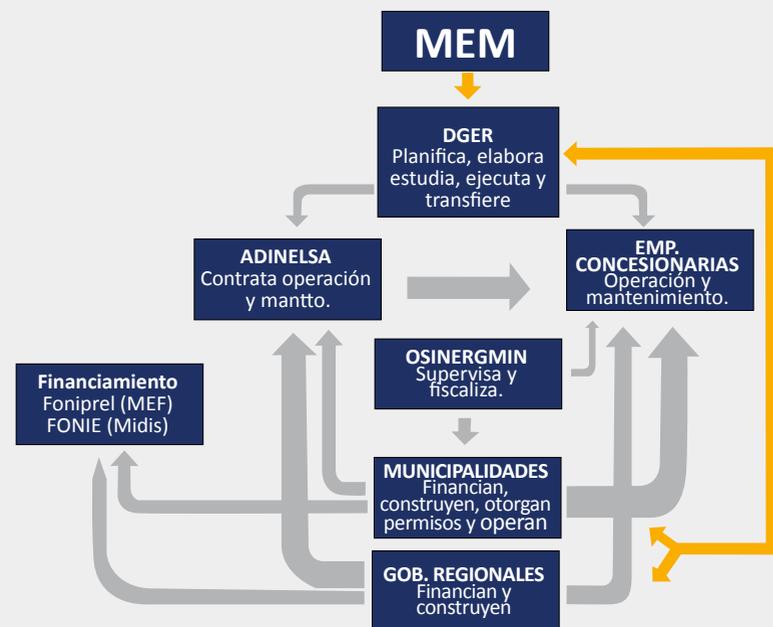
concesionarias son responsables de la operación y mantenimiento de dichos sistemas. Adinelsa es responsable de la propiedad, así como de la contratación de la operación y mantenimiento a las empresas concesionarias. Dentro de las opciones existentes, los gobiernos regionales pueden financiar y construir obras, las municipalidades pueden financiar, construir, otorgar permisos y operar.

Para la ejecución del programa de electrificación rural, la DGER utiliza diversas tecnologías sobre la base de una selección de fuentes de energía. La primera alternativa es la extensión de redes del SEIN y/o la de los sistemas aislados, luego los sistemas fotovoltaicos (SF) de uso doméstico o comunal, la energía hidráulica mediante la construcción de pequeñas centrales

hidroeléctricas y, por último, la energía eólica, cuya aplicación se viene evaluando para fines de electrificación rural, en zonas que, de preferencia, se ubican en los valles intermedios y en las cercanías del litoral de la costa.

La normativa promueve el uso intensivo de la electricidad en áreas rurales del país, en actividades productivas, negocios rurales, difundiendo los beneficios de la energía eléctrica, para contribuir a incrementar la productividad y mejorar las condiciones de vida en las comunidades rurales, y no ser como hasta hace poco, una electrificación rural que sustituía solo a las velas (iluminación), mas no generaba reales oportunidades de mejora y progreso. Otro beneficio de incrementar la demanda eléctrica en la zona es que este aumento redundaría en la tarifa (a mayor demanda menor tarifa), generándose un círculo virtuoso.

Ilustración 3-8
Entidades involucradas en la electrificación rural, periodo 2007 a 2015



Fuente y elaboración: DGER del MEM.

La creación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

A fines de los sesenta, el sector eléctrico peruano estaba formado por ocho sistemas eléctricos regionales aislados. En abril de 1973, tras finalizar la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo (Mantaro) y sus líneas de transmisión, se haría la primera interconexión eléctrica en el Perú entre los sistemas eléctricos de Lima y Mantaro (Sistema Centro).

Posteriormente, con la construcción de la línea de transmisión Lima-Chimbote de 372 km de extensión, inaugurada en 1980, se formó el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN). Así, se consiguió la interconexión eléctrica de tres sistemas que operaban de manera independiente: el Sistema Interconectado Centro, conformado por los sistemas de Lima y Mantaro (Centro); el sistema del Cañón del Pato, que abastecía a las ciudades de Huaraz, Chimbote y Trujillo; y el sistema Cahua-Paramonga (Pativilca), de 40 MW de potencia.

A fines de la década de los ochenta, la electricidad en el Perú era distribuida mediante los sistemas interconectados Centro Norte (SICN), Sureste (SISE) y Suroeste (SISO), además de los sistemas eléctricos aislados. El SICN cubría la franja costera desde Marcona hasta Tumbes en el norte y la zona central del país desde Ayacucho en el sur hasta Aucayaca en el norte. El SISE estaba formado por las regiones de Cusco, Puno y Apurímac, y el SISO por las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna. La participación de cada sistema de acuerdo con la facturación, mostraba que el SICN representaba el 84% de la facturación total, el SISO el 7%, el SISE el 4%, y los sistemas aislados el 5%.

Posteriormente, surgió el Sistema Interconectado del Sur (Sisur), producto de la interconexión del SISO y SISE mediante la línea Tintaya-Socabaya en 1997. De esta forma, hasta el año 2000, existía el SICN y el Sisur.

En ese contexto, debido al crecimiento económico, la demanda de una población cada vez mayor y la expansión del sector minero, se hacía necesario interconectar el SICN y el Sisur, para configurar una sola red nacional. Así, en 1998, el MEM otorgó la ejecución del proyecto al Consorcio TransMantaro S.A. en calidad de concesionario. El contrato incluía la concepción, construcción y la operación de la línea por un periodo de 30 años, después sería entregado al Estado. La obra se levantó bajo la modalidad de contrato BOOT (una empresa calificada se encarga de la construcción, operación y posesión

durante un periodo de tiempo preestablecido, para su posterior transferencia al Estado). El 8 de octubre del 2000 se puso en operación comercial la línea Mantaro-Socabaya de 220 kV, y a partir de esa fecha se conformó el SEIN.

Un hito importante en la transmisión eléctrica en el SEIN es la puesta en operación de la primera línea de 500 kV en 2012, con la línea Zapallal-Trujillo de 531 km, la cual cuenta con 1022 torres y dos subestaciones eléctricas, una en Trujillo y la otra en Chimbote, lo que constituye uno de los proyectos más importantes de transmisión en la zona norte del Perú. Finalmente, la capacidad en el SEIN será ampliada mediante el proyecto Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, la cual tuvo su primer hito el 17 de mayo de 2015, cuando la empresa de transmisión Abengoa Transmisión Norte-ATN realizó la primera conexión de la línea Ocoña-San José-Montalvo de 500 kV de 255 km (ver **mapa 3-2**).

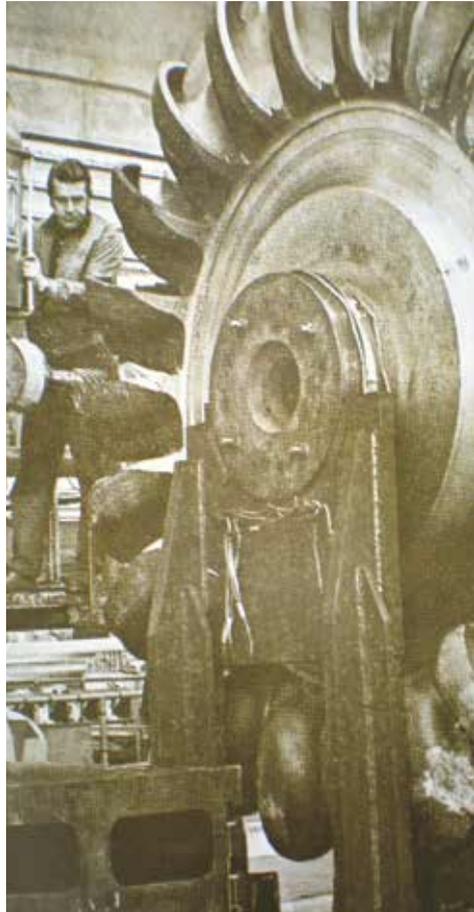
Mapa 3-2
Líneas de transmisión hitos en el SEIN



Fuente: COES. Elaboración: Osinergmin.

Cuadro 3-3
Principal normativa de electricidad en el Perú¹⁰

El **cuadro 3-3** presenta un resumen de las principales normativas de electricidad en el Perú desde 1892 hasta la fecha. Una revisión más completa de la normativa actual puede encontrarse en el **capítulo 5**, donde se describen las fuentes renovables no convencionales, y en el **capítulo 4**, que describe el marco regulatorio eléctrico en el Perú.



Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.

Norma	Característica
Ley Orgánica de Municipalidades de 1892	<ul style="list-style-type: none"> Las concesiones del servicio público de electricidad se sujetaron a contratos de suministro eléctrico entre los concejos municipales y los concesionarios.
Ley de la Industria Eléctrica de 1955	<ul style="list-style-type: none"> El suministro eléctrico para la utilidad pública. No distinguió entre suministrador peruano, extranjero, ni público ni privado. Creó la Comisión de Tarifas Eléctricas. Protegió la seguridad y garantizó la propiedad. Fijó requisitos para concesiones, permisos y licencias.
Decreto Ley N° 19521, Ley Normativa de Electricidad de 1972	<ul style="list-style-type: none"> Reserva a favor del Estado la industria eléctrica para servicio público en todas sus etapas. Estatizar la industria eléctrica. Crear Electroperú con funciones de planeamiento, estudios, proyectos, operación, supervisión de obras, asistencia técnica e investigación. Crear el MEM, entidad rectora, reguladora y supervisora. Las funciones de la CTE pasan al MEM, recién creado. Se fija una tarifa unificada nacional.
Ley N° 23406, Ley General de Electricidad de 1982	<ul style="list-style-type: none"> Servicio público de electricidad de necesidad y utilidad pública. Restablecer la CTE con directorio de 10 miembros. Tarifa trimestral o a pedido de Electroperú, rentabilidad 12% capital inmovilizado, tarifa social. Crear empresas regionales autónomas, permitiéndose la participación de autoprodutores, empresas concesionarias y de interés local. Electroperú mantiene rol preponderante.
Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> Separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Nuevo método de cálculo de las tarifas en base a criterios de eficiencia. Creación y fortalecimiento del COES, así como una mayor asignación de labores a la Comisión de Tarifas Eléctricas. La Dirección General de Electricidad (DGE) pasó a encargarse de las autorizaciones y concesiones para la operación en el sector eléctrico.
Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Esquema de licitaciones de contratos de las empresas distribuidoras. Establecimiento del Sistema Garantizado y Sistema Complementario de Transmisión. Incorporó un sistema de planificación del sector de transmisión. La reforma incorporó cambios en el COES, donde queda conformado por generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios libres, con un directorio independiente. Asimismo, se le encargan nuevas funciones como la de elaborar el Plan de Transmisión.

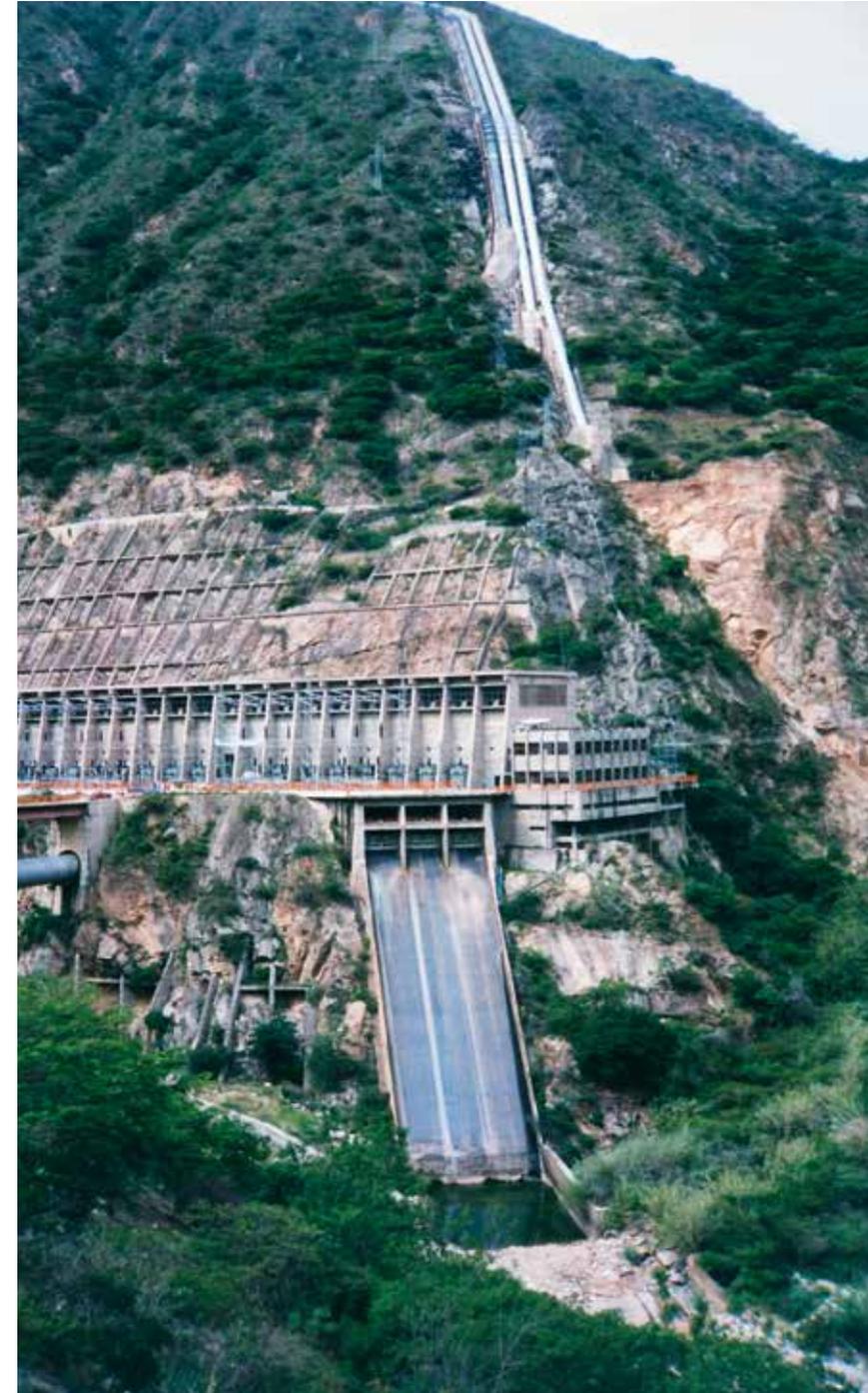


Foto: Central Mantaro. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperú S.A.



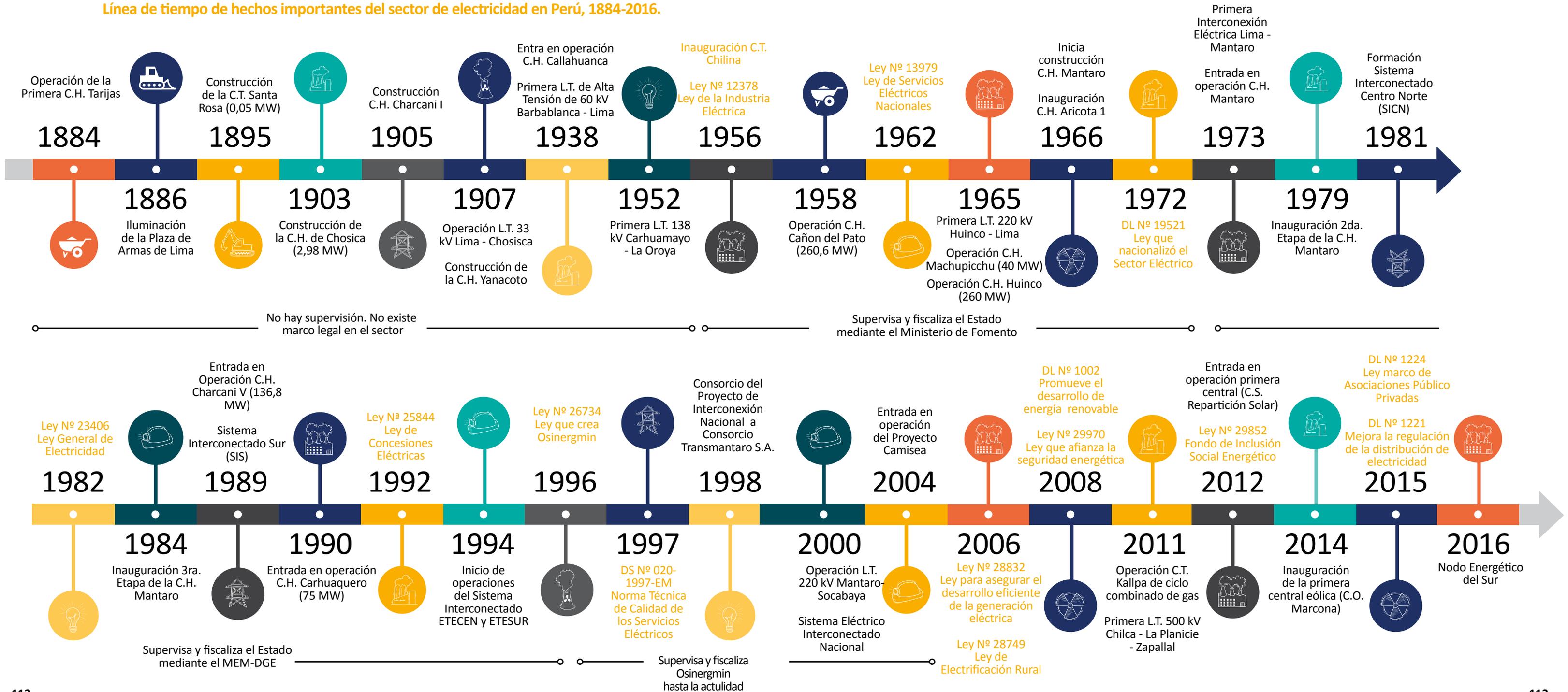
ROL EMPRESARIAL DEL ESTADO

Antes de las reformas del Consenso de Washington en los noventa, el Estado tuvo una actividad empresarial importante. Sin embargo, los resultados no fueron muy alentadores y por ello se inclinó el sistema económico a una participación del Gobierno más asociada a la regulación y a brindar las reglas del juego bajo las que se desarrolla la actividad privada. El rol empresarial del mismo puede ser positivo para la actividad económica, siempre y cuando se delimiten bien sus alcances, se brinde la adecuada independencia e incentivos de gobierno corporativo para evitar la captura política de las decisiones y se haga atractivo el Estado como espacio de desarrollo laboral para que los mejores profesionales trabajen en él.

*Ing. César Antonio Sánchez Modena,
Miembro del Consejo Directivo
de Osinergmin.*



Ilustración 3-9
Línea de tiempo de hechos importantes del sector de electricidad en Perú, 1884-2016.



04

REGLAS DE JUEGO

MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO





“ REGLAS DE JUEGO

Marco institucional y regulatorio

En este capítulo se expone el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico en el Perú. La regulación eléctrica cumple un papel muy importante en el adecuado funcionamiento del sector y en la promoción de las inversiones. Esta se enfoca en mitigar las deficiencias del mercado sin dar lugar a fallas regulatorias y distorsiones excesivas.

”

REGLAS DE JUEGO

Marco institucional y regulatorio

Las grandes directrices sobre la organización y el funcionamiento del sector eléctrico peruano se encuentran establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), que reestructuró la organización del mercado eléctrico y, en consecuencia, estableció condiciones necesarias para su desarrollo, logrando el abastecimiento oportuno y suficiente de energía para todo el Perú. La LCE se encuentra vigente desde 1992, habiendo sufrido algunos cambios posteriores, en especial mediante la Ley N 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (LDGE).

La regulación, al igual que la política fiscal y monetaria, es una de las principales herramientas con las que cuentan los gobiernos para afectar las decisiones de los agentes económicos. Un sistema regulatorio puede definirse como el conjunto de normas legales y las distintas autoridades con competencias regulatorias que las proponen, aprueban y, posteriormente, supervisan su cumplimiento en un determinado ámbito económico.

La regulación del sector eléctrico está sujeta a los fines de la política energética, la cual depende de la política económica general del Estado. Los organismos reguladores eléctricos son creados con la intención de que sean agencias independientes de todos los agentes con intereses en el sector (gobierno, empresas e inversores, entre otros), y se espera que actúen con transparencia. De este modo, se establecen las bases para garantizar un suministro eléctrico de calidad a precios asequibles para los consumidores y que

incrementen el bienestar de la sociedad en su conjunto.

La independencia es importante por una serie de características de la industria eléctrica. La regulación de la industria presenta tres problemas interrelacionados que fundamentan la regulación independiente (Armstrong, Cowan y Vickers, 1994): falta de compromiso (inconsistencia temporal), riesgo de captura e información asimétrica. Una autoridad técnica e independiente podría aliviar estos inconvenientes en forma simultánea. El diseño institucional y el desempeño en la industria energética tienen una relevancia especial, dadas las características de las inversiones en servicios públicos (Spiller y Levy, 1994). La independencia de los reguladores energéticos busca proteger sus intervenciones frente a los intereses políticos y privados. Así, la independencia del regulador es importante al hacer posible la toma de decisiones de forma objetiva e imparcial.

En primer lugar, la independencia genera un compromiso creíble sobre la estabilidad de las políticas, frente a los intereses de los gobiernos a corto plazo (Kyland y Prescott, 1977; Barro y Gordon, 1983).

Asimismo, la independencia brinda legitimidad a las decisiones de los reguladores frente a la influencia de los intereses privados. La captura de regulador por las empresas privadas o la teoría de los grupos de interés, subraya la importancia de los agentes privados en la formación de la política pública (Stigler, 1971).

La delegación de la regulación a autoridades independientes podría solucionar de manera más eficiente los problemas relacionados con la información asimétrica. En contraste con el Congreso y otras entidades ministeriales, la agencia reguladora cuenta con tiempo, recursos y conocimientos para obtener información por parte de la firma regulada (Laffont y Tirole, 1993). Asimismo, la



Foto: Central Hidroeléctrica. Fuente: www.shutterstock.com

delegación generaría resultados más rápidos y eficientes, basados en la experiencia (Maggetti et al., 2013) y, además, permitiría la adquisición de experiencia para resolver asuntos regulatorios técnicos.

Este capítulo se inicia discutiendo el marco legal e institucional de la regulación eléctrica. Posteriormente, se describe la racionalidad de emplear regulaciones para conseguir los objetivos de política económica y energética establecidos por los gobiernos. En este caso, la regulación del sector energético surge para minimizar los fallos de mercado que, por sí mismos, los agentes involucrados no podrían resolver de forma eficiente. Así, se abordan las cuestiones transversales en relación con la regulación social, dada la existencia de bienes públicos, externalidades, e información asimétrica. Luego, se analiza de forma particular la regulación de monopolios naturales en los segmentos de transporte y

distribución eléctrica. El capítulo finaliza mostrando el cálculo de los precios de la electricidad en el Perú.

4.1. MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL

Marco Legal

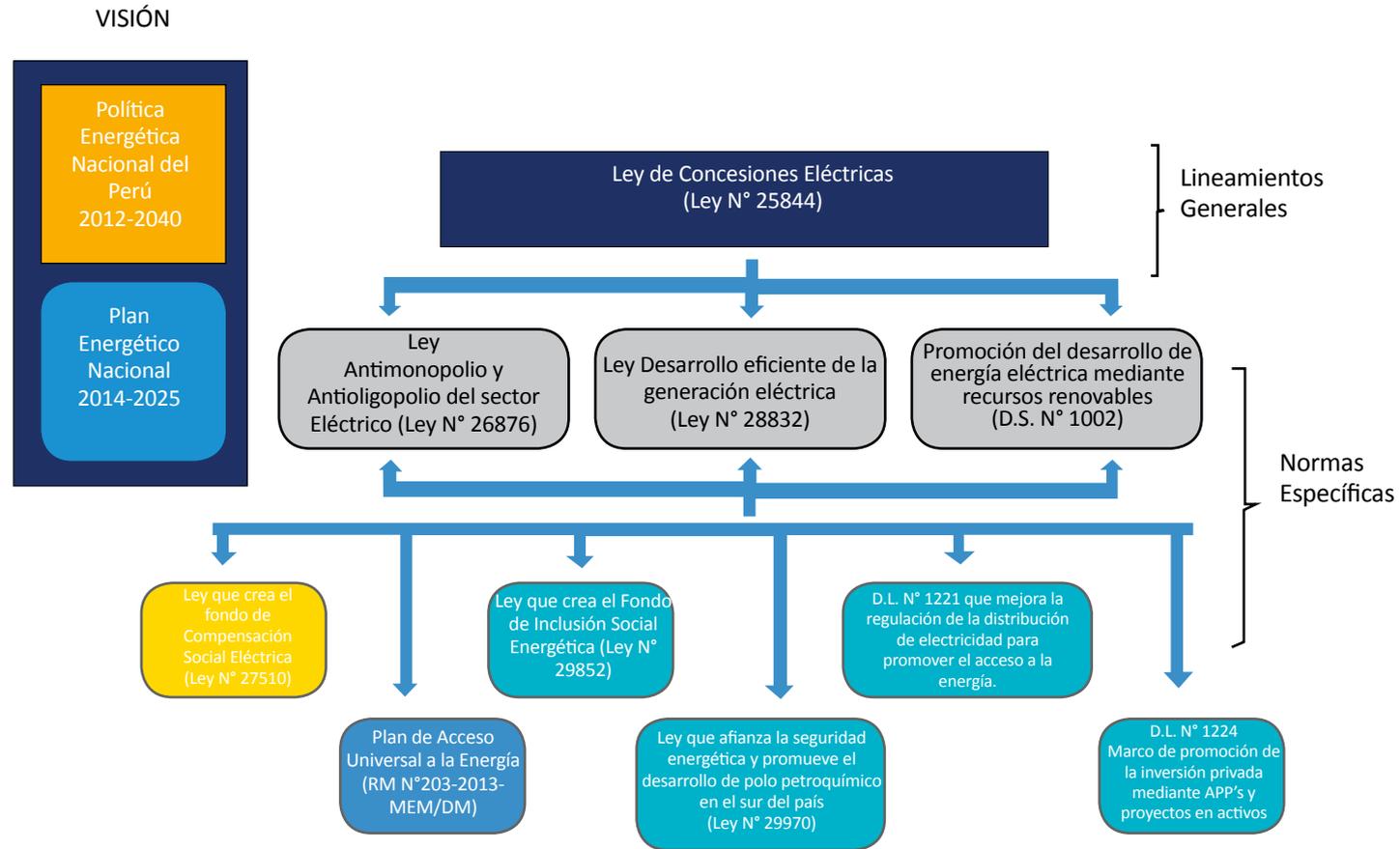
La visión original de la introducción de la regulación económica en los años noventa fue la de controlar el poder monopólico en manos de empresas recientemente privatizadas. La privatización de la industria tuvo como fin garantizar la eficiencia económica y liberalizar al sector de la influencia a corto plazo de los gobiernos. En este nuevo marco institucional, la independencia de los reguladores era vista como una condición esencial dentro de la gobernanza de dichas instituciones y el correcto ejercicio de sus funciones. Los

objetivos principales del regulador energético, Osinermin, eran los de proponer un ambiente eficiente y sostenible para el sector (ver **ilustración 4-1**).

En la **ilustración 4-2** se puede observar el principal marco legal del sector eléctrico entre los años 1992-2016.

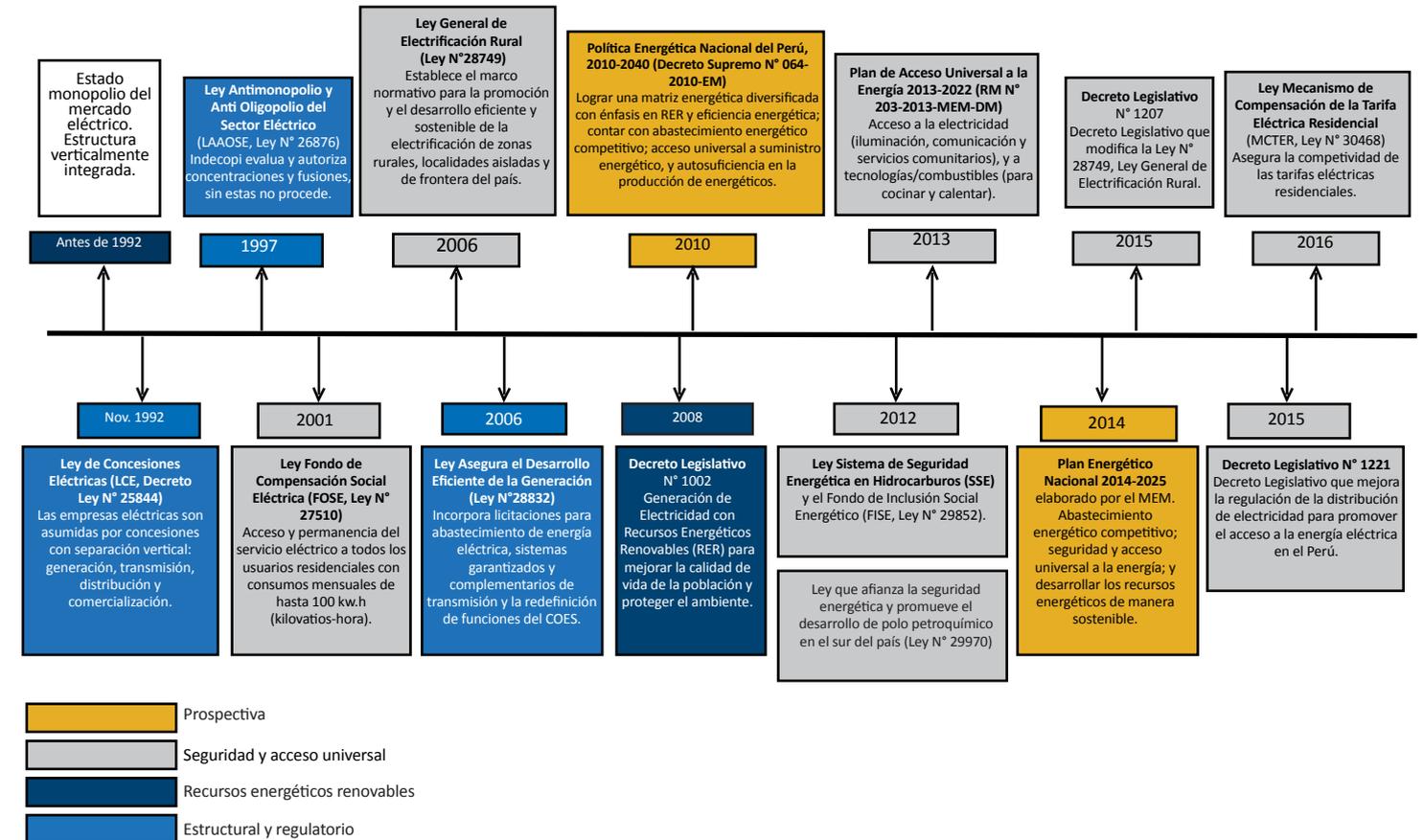
Así, la independencia del regulador es importante al hacer posible la toma de decisiones de forma objetiva e imparcial.

Ilustración 4-1
Principales instrumentos legislativos del subsector electricidad



Fuente y elaboración: Osinermin.

Ilustración 4-2
Marco legal e institucional del sector eléctrico en el Perú, 1992-2016



Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Marco Institucional

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) son las dos entidades claves responsables de la implementación del marco regulatorio y del cumplimiento de las regulaciones del sector energético y minero del Perú. De acuerdo con la LCE, el MEM es el órgano rector del sector, cuya función principal es formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas nacionales referentes al sector energético, mientras que Osinermin es el ente encargado de regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas del sector (ver **ilustración 4-3**).

Osinermin, en cumplimiento de sus funciones, utiliza los instrumentos a su disposición para ejecutar la política energética establecida por el MEM, creando así un entorno regulatorio estable que garantiza que las inversiones en el sector se realicen de la manera más eficiente posible. De esta forma, asegura la sostenibilidad de las inversiones a largo plazo en beneficio de los consumidores presentes y futuros.

A continuación, se explica en mayor detalle las funciones de Osinermin y de otras instituciones que participan en el sector eléctrico.

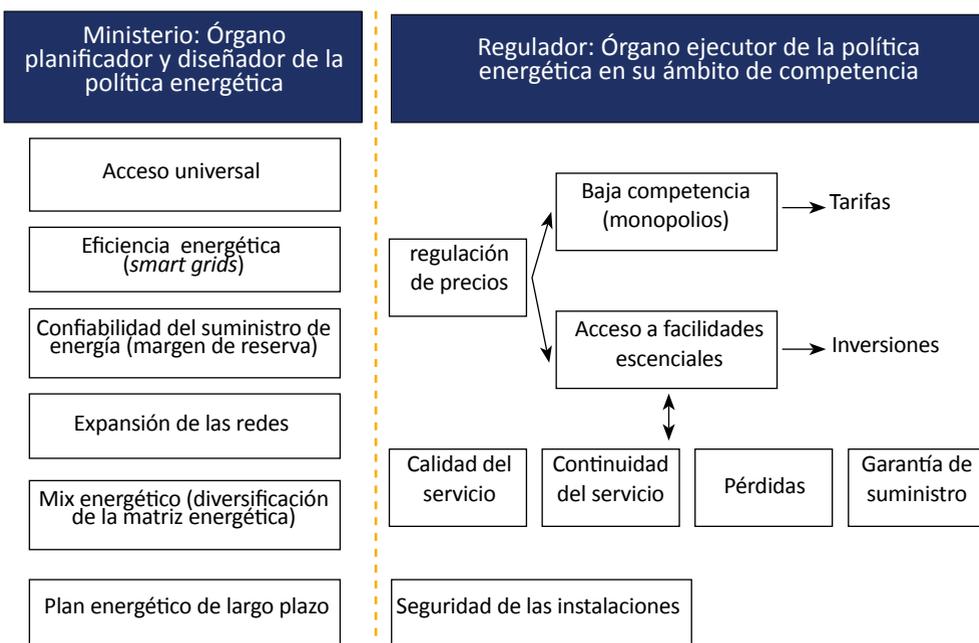
El Estado establece los objetivos y metas concretas a largo plazo del sector energético. Asimismo, define los instrumentos a disposición que tiene Osinermin para lograr dichos objetivos.

a) El arreglo institucional para la regulación eléctrica en el Perú: Osinermin

Osinermin es una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan con las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

Las funciones realizadas por Osinermin con respecto al sector eléctrico han experimentado una evolución durante los años (ver **ilustración 4-4**). Los cambios en el marco regulatorio han implicado modificaciones en sus funciones. Por ejemplo, con el Decreto Legislativo N° 1002 se le asignó la administración de los procesos de licitaciones de suministro y promoción de energías renovables en el sector eléctrico. También se aprecia el crecimiento de áreas, como las oficinas regionales y atención de reclamos. La creación de las oficinas regionales obedece a la necesidad de mejorar el desempeño del organismo mediante una mejor adecuación a las necesidades y características de las distintas regiones del país.

Ilustración 4-3 Competencias del MEM y Osinermin



Fuente y elaboración: Vasquez (2013). Presentación: Desafíos de las Regulación - ARIAE.

Osinermin realiza, por encargo del MEM, la administración de fondos y promoción del acceso a la energía, adicionales a sus funciones propias de la regulación y supervisión. Destaca el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), que consiste en administrar un esquema de subsidios cruzados entre consumidores de electricidad.

Las funciones de Osinermin se resumen en el **cuadro 4-1**.

El rol de Osinermin es mantener la articulación y el equilibrio de intereses entre el Gobierno, las empresas prestadoras de los servicios regulados y los ciudadanos. La interacción entre el Gobierno y las empresas se basa en la necesidad de garantizar las inversiones, mientras que la relación entre el Gobierno y la

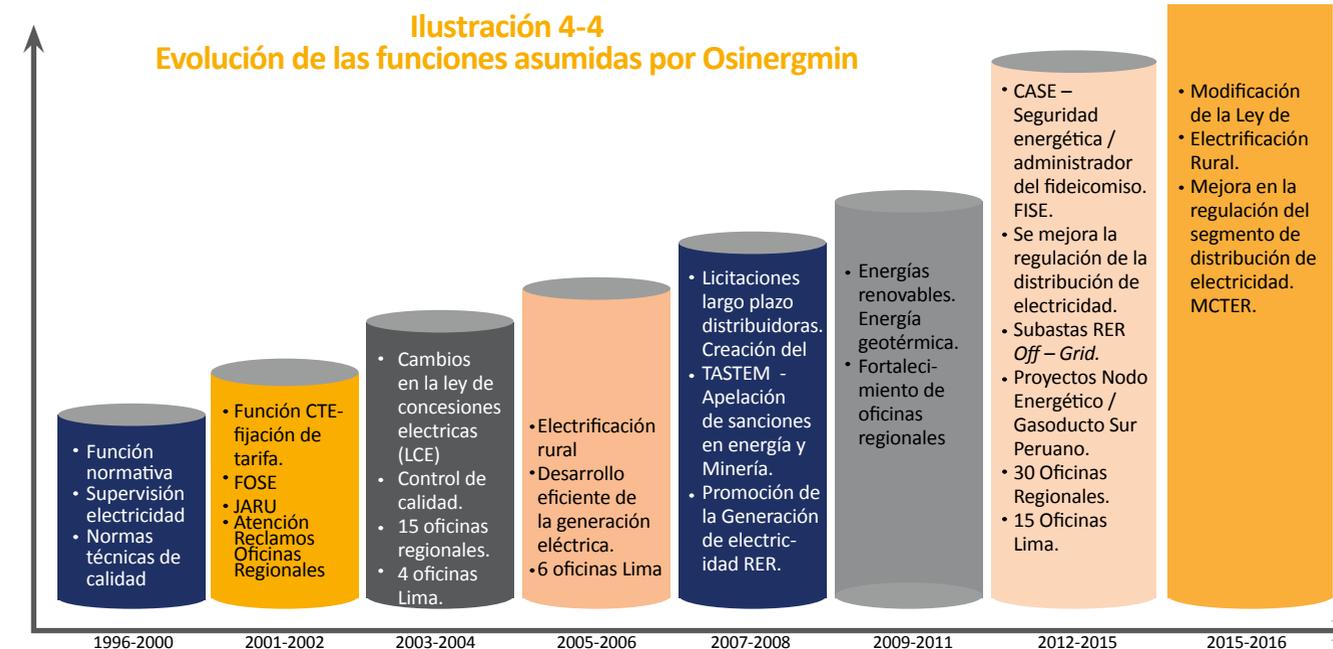


Cuadro 4-1 Funciones de Osinermin

	Electricidad	
Fijación tarifaria	<input checked="" type="checkbox"/>	Regulación tarifaria: Fijación de tarifas de electricidad y gas natural. Normativa: Normativa del cumplimiento de las concesionarias y empresas eléctricas. Aprobación de procedimientos técnicos y regulatorios. Supervisión - fiscalización: Multas e incentivos para asegurar cumplimiento normativo. Reclamos de usuarios: Atención de reclamos de los servicios regulatorios en segunda instancia administrativa. Solución de controversias: Resolución de controversias que generan entre las empresas reguladas. Opinión a contratos de concesión: Opinión a contratos AFP en el marco del IDL 1224
Normativa	<input checked="" type="checkbox"/>	
Fiscalización - supervisión	<input checked="" type="checkbox"/>	
Reclamos de Usuarios	<input checked="" type="checkbox"/>	
Solución de controversias	<input checked="" type="checkbox"/>	
Opinión de contratos de concesión	<input checked="" type="checkbox"/>	
Administrador temporal del FISE	<input checked="" type="checkbox"/>	

Fuente y elaboración: Osinermin

Ilustración 4-4 Evolución de las funciones asumidas por Osinermin



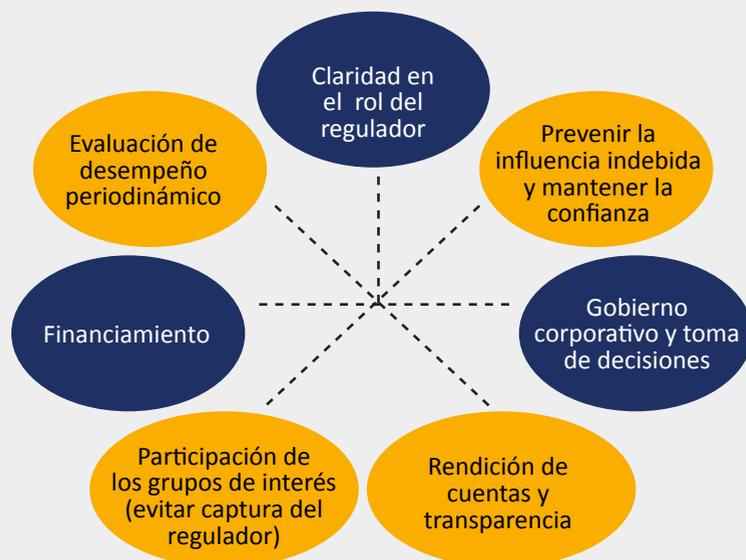
Fuente y elaboración: Osinermin.

Principios de gobernanza regulatoria de la OCDE

De acuerdo con la OCDE, la política regulatoria y la gobernanza se definen como “una actividad de Gobierno entero integrada en el ciclo normativo del diseño, aplicación, revisión y evaluación de la regulación, con el apoyo de las instituciones adecuadas”. En ese sentido, la política regulatoria, como parte de la gobernanza pública, ayuda a configurar la relación entre el Estado, los ciudadanos y las empresas. Apoya el desarrollo económico, la consecución de los objetivos de política y fortalece el estado de derecho.

La gobernanza de los organismos reguladores ayuda a asegurar que las decisiones reglamentarias se hacen sobre una base objetiva, coherente, sin conflicto de intereses, parcialidad o influencia indebida. Existen dos tipos de gobernanza en los reguladores: la externa e interna. La primera tiene que ver con los roles, relaciones y distribuciones de poderes y responsabilidades entre el Poder Legislativo, Ejecutivo y Judicial y el modelo de gobernanza del regulador, mientras que la segunda se refiere a las estructuras organizacionales del regulador, como estándares de conducta, roles, rendición de cuenta, reportes financieros y supervisión de la industria. Los principios de la OCDE basados en mejores prácticas para la gobernanza de los reguladores se resumen en la siguiente ilustración 4-5.

Ilustración 4-5
Principios de gobernanza regulatoria de la OCDE



Fuente: OECD Best practice principles for regulatory policy. The Governance of Regulators.

población se manifiesta en la protección de los derechos de los usuarios. Finalmente, la interacción entre las empresas y la población en general, buscan promover la eficiencia económica; esto es, proporcionar un servicio eficiente, de calidad, oportuno y con tarifas adecuadas (ver **cuadro 4-2** y la **ilustración 4-6**).

La Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos (Ley N° 27332) estableció una serie de condiciones para garantizar la independencia de los reguladores. La autonomía es un instrumento para alcanzar una mejor regulación, con las consiguientes mejoras en la eficiencia del mercado en beneficio de los consumidores. Los organismos reguladores autónomos desempeñan un papel importante en el establecimiento y desarrollo de mercados competitivos, mediante la ejecución de su función de regulación con transparencia, rendición de cuentas e independencia (Johanssen, 2003 y Duso, 2002).

En tal sentido, el marco de autonomía institucional faculta a Osinermin a establecer políticas y realizar acciones en los sectores que supervisa, fiscaliza y regula, buscando el equilibrio entre los intereses de los agentes económicos involucrados y el derecho del ciudadano de disponer servicios y productos en las mejores condiciones de calidad, seguridad, oportunidad y precio.

El resumen del marco institucional del mercado eléctrico en el Perú se puede apreciar en el **cuadro 4-3**. Asimismo, en la **ilustración 4-7** se observa la estructura institucional del Estado peruano en el sector eléctrico y en el **cuadro 4-4** se explican las funciones de las otras entidades que participan en este marco institucional.

Ilustración 4-6
Gobernanza de los Reguladores Económicos



Fuente y elaboración: Osinermin.

Cuadro 4-2
Procesos atendidos en Osinermin en el sector electricidad por grupos de interés

Sector	Ciudadano	Empresa	Gobierno
Electricidad	<ul style="list-style-type: none"> • Orientación y trámite • Atención de apelaciones y medidas cautelares y quejas. • Atención de denuncias. • Atención de solicitudes de información. 	<ul style="list-style-type: none"> • Supervisión y fiscalización. • Fijación de tarifas eléctricas. • Atención de solicitudes (fuerza mayor, riesgo eléctrico, reconsideraciones y apelaciones). • Solución de controversias. 	<ul style="list-style-type: none"> • Propuestas normativas. • Opinión de Contratos de Concesión.

Fuente y elaboración: Osinermin.



Cuadro 4-3
Regulación y supervisión de las actividades del sector eléctrico en Perú

Rol de entidades	Actividades del sector de electricidad			
	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización
Ente Normativo	MEM	MEM	MEM	MEM
Promoción de la Inversión	Proinversión	Proinversión	Proinversión	Proinversión
Contratante	MEM	MEM	MEM	MEM
Supervisión del Contrato	-	Osinermin	Osinermin	
Regulador- Tarifas	-	Osinermin	Osinermin	
Operador del Sistema	COES	COES		-
Supervisión y Fiscalización:				
a) Normas técnicas y de seguridad	Osinermin	Osinermin	Osinermin	Osinermin
c) Normas de salud y seguridad ocupacional	Sunafil	Sunafil	Sunafil	Sunafil
Supervisión de la libre y leal competencia y control de fusiones y adquisiciones.	Indecopi	Indecopi	Indecopi	



“ El RIA involucra una serie de procesos que facilita y mejora el procedimiento de toma de decisiones desde la definición del problema y los objetivos, la identificación de alternativas viables, la evaluación de cada alternativa y, finalmente, la elección de la mejor opción. ”

Análisis de Impacto Regulatorio en Osinermin

El Análisis de Impacto Regulatorio (RIA, por sus siglas en inglés: Regulatory Impact Assessment) es una herramienta para realizar una evaluación sistemática y coherente de las políticas emitidas por una institución regulatoria, en el marco de sus competencias legales y en línea con sus objetivos estratégicos. Involucra una serie de procesos que facilita y mejora el procedimiento de toma de decisiones desde la definición del problema y los objetivos, la identificación de alternativas viables, la evaluación de cada alternativa y, finalmente, la elección de la mejor opción.

De forma general, los pasos a seguir para la elaboración del RIA son (Osinermin, 2016a):

- i) **Identificación del problema:** la definición del problema debe explicar por qué existe un problema, cuál es su magnitud, si se ha intervenido previamente y el porqué de la situación actual. Se debe tener cuidado de no confundir los síntomas con las causas que origina el problema.
- ii) **Definición de los objetivos:** los objetivos deben estar directamente relacionados con el problema que se ha identificado. Son importantes porque permiten la identificación y comparación de las opciones de política, así como el análisis de sus posibles impactos.
- iii) **Identificación de alternativas:** el RIA no debe establecerse como una justificación de aquella opción regulatoria establecida ex ante, sino presentar una serie de opciones que puedan servir para el objetivo que se pretende alcanzar.

Las opciones deben estar relacionadas claramente con el problema y los objetivos. Entre las alternativas, además de considerar opciones regulatorias, pueden considerarse opciones no regulatorias, la autorregulación y la co-regulación.

iv) **Analizar los beneficios y costos de las alternativas:** se debe identificar los impactos económicos, sociales y ambientales de cada una de las alternativas por cada uno de los grupos de interés, independientemente de si se expresan en términos cualitativos, cuantitativos o monetarios. Los impactos positivos son los beneficios, mientras que los negativos son los costos. Este análisis debe considerar los efectos sobre la competencia en el mercado y los efectos sobre las cargas administrativas.

v) **Elección de la mejor opción:** se deben comparar las opciones regulatorias a fin de elegir la opción que genere mayores beneficios netos para todos los involucrados (regulador, sociedad, regulados) y permita cumplir mejor con los objetivos estratégicos.

vi) **Establecer supervisión y monitoreo:** una vez elegida la mejor opción, se debe establecer sistemas de seguimiento y evaluación, así como indicadores, con el objetivo de evaluar la consecución de los principales objetivos de la propuesta. Los indicadores deben ser sencillos. En otras palabras, la colección de datos no debe ser más costosa que el valor de la información que proporcionan

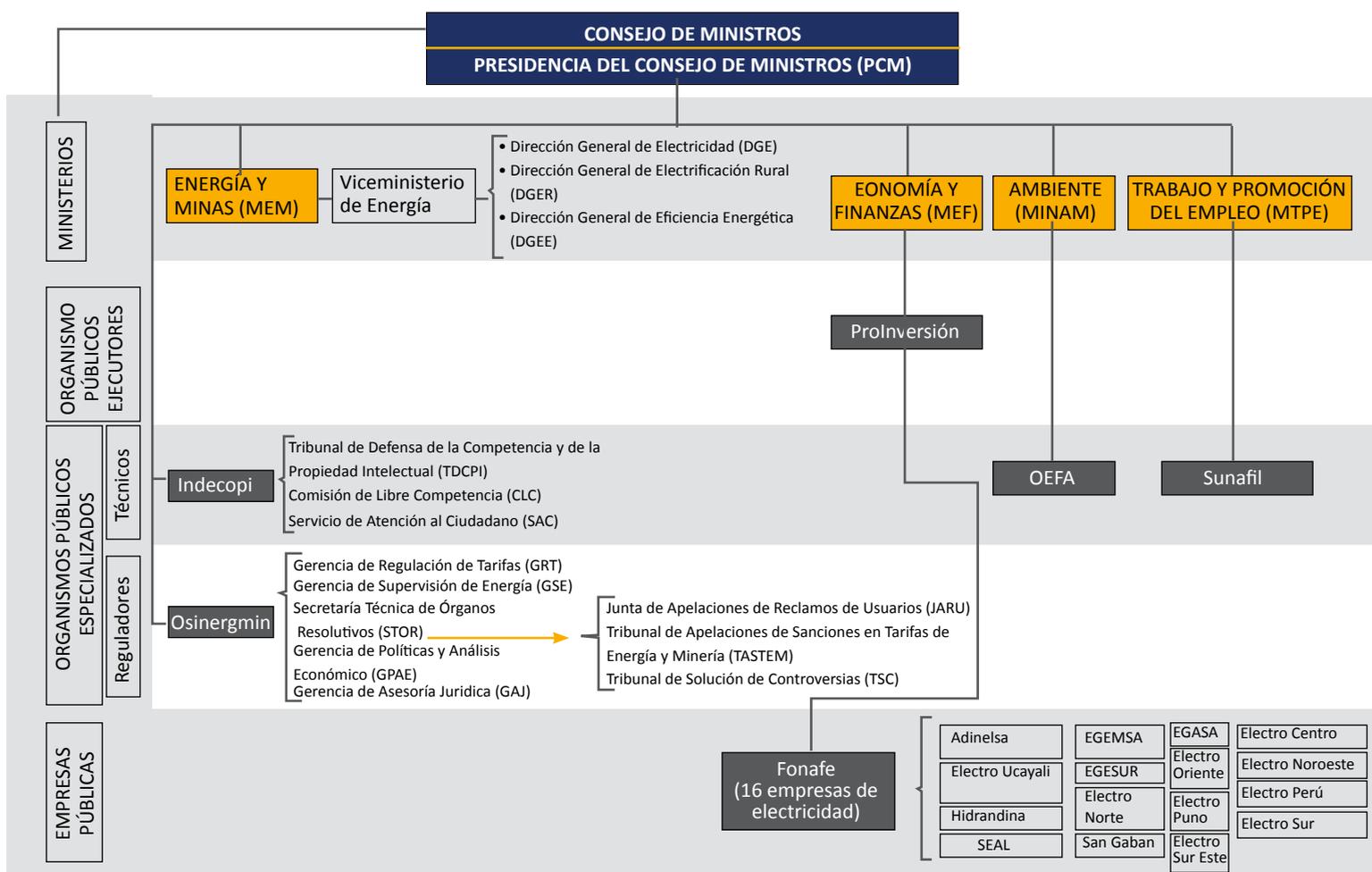
A lo largo de todo el proceso RIA debe realizarse un proceso de consulta con todos los grupos de interés, a fin de obtener mayor información y evidencia que apoye la realización del RIA. La consulta sirve para establecer la legitimidad de la regulación.

Es importante resaltar que el RIA proporciona, a quienes toman decisiones, información detallada y datos empíricos acerca del impacto (costos y beneficios) de la medida reglamentaria, siendo así una herramienta clave para mejorar la calidad de las normas legales y la regulación.

Osinermin, con la visión de ser un regulador de clase mundial y en concordancia con las políticas de gobernanza de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), ha aprobado la **Guía de Política Regulatoria N° 1: Guía para la realización del Análisis de Impacto Regulatorio en Osinermin (Guía RIA)** y ha dispuesto su aplicación en un periodo de prueba durante 2016 (prorrogable) para dos propuestas normativas piloto. Esta decisión se materializó mediante el Acuerdo del Consejo Directivo de Osinermin 01-13-2016-CD del 12 de abril de 2016.

El desarrollo conceptual de este proyecto se inició en 2014, con la revisión del marco regulatorio del sector energía en el Perú, la cual motivó la decisión de Osinermin de elaborar una Guía Metodológica de Análisis de Impacto Regulatorio durante 2015 y establecer un periodo de prueba de la metodología RIA durante 2016, actividades que se han venido ejecutando con éxito (ver **sección 9.5 del capítulo 9**).

Ilustración 4-7
Estructura institucional del Estado Peruano en el sector eléctrico



Nota. Ver Glosario de Siglas al final del libro.

Fuentes: Portal del Estado Peruano, MEM, Indecopi y Osinergmin (fecha: 12 setiembre 2016). Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Cuadro 4-4
Otras entidades del Estados con funciones en el sector eléctrico

Entidad	Principales funciones en el sector eléctrico
Presidencia del Consejo de Ministros	Promueve, coordina y articula políticas nacionales con las Entidades del Estado, la Sociedad Civil y el Sector Privado, de manera participativa, transparente y concertada, ejerciendo rectoría. Tiene adscritos a ella todos los ministerios y organismos reguladores, además de diversos organismos públicos, oficinas, consejos y comisiones.
Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Organismo central y rector del Sector Energía y Minas. Formula y evalúa las políticas nacionales referentes al sector de electricidad, hidrocarburos y minería. Elabora, aprueba, propone y aplica la política del sector y dicta las normas pertinentes. Las normas dictadas por otras entidades para los sectores bajos. Su competencia deber tener su opinión favorable, excepto en caso tributario.
ProInversión	Promueve la inversión en sistemas de generación y transmisión eléctrica. Efectúa licitaciones para la construcción de las instalaciones contenidas en el Plan de Transmisión. Conduce proyectos de subastas BOOT (build, own, operate, transfer) y subastas de Remuneración Anual Garantizada (RAG)
Indecopi	Promueve y monitorea la libre competencia del mercado eléctrico. Evalúa la competencia leal en el sector eléctrico de acuerdo con la Ley AAOSE. Regula las concentraciones horizontales o verticales que se podrían dar entre las actividades del mercado eléctrico. Antes de realizarse una fusión o integración, debe existir una autorización previa de esta institución.
COES	Coordina la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema Administra el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica. Planifica el desarrollo de la transmisión del SEIN. Administra el mercado de corto plazo.
Ministerio del Ambiente	Diseña, establece, ejecuta y supervisa la aplicación de la política ambiental. Promueve la conservación y uso sostenible de los recursos naturales, diversidad biológica y áreas naturales protegidas. Interviene en la elaboración de ECAs y LMPs. Es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).
OEFA	Fiscaliza, supervisa controla y sanciona en materia ambiental. Es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización ambiental (Sinefa).
Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (Sunafil)	Promueve, supervisa y fiscaliza el cumplimiento del ordenamiento jurídico sociolaboral y el de seguridad y salud en el trabajo. Brinda asesoría técnica, realiza investigaciones y propone la emisión de normas sobre dichas materias. Suscribe convenios con gobiernos regionales, entidades públicas o privadas para la fiscalización de las normas de su competencia.

Fuente: PCM, MEM, OEFA, COES, Sunafil, ProInversión. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

4.2. REGULACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN EL PERÚ

Los mercados competitivos generan asignaciones eficientes en el sentido de Pareto; es decir, el mercado actúa para asegurarse que aquellos que valoran más los bienes puedan recibirlos, que aquellos que puedan producir mercancías al menor costo puedan suministrarlas; y no hay manera en que todos los agentes en la sociedad puedan estar en una situación mejor. En condiciones ideales, el funcionamiento de una economía de mercado se realiza sin ningún tipo de control central o dirección por parte del Estado. Sin embargo, en las condiciones ideales de mercado, donde los consumidores están plenamente informados, no existen costos de transacción, y hay libre entrada y salida de agentes en el mercado, condiciones que se encuentran difícilmente en la realidad. Una economía que presenta fallas de mercado no logra una asignación óptima de recursos a partir del mercado.

Las fallas de mercado que justifican la regulación eléctrica están relacionadas a la existencia de monopolios naturales, la información incompleta, las externalidades y los bienes públicos. Asimismo, la regulación en el sector energético puede basarse en la necesidad de proteger a los consumidores frente a relaciones asimétricas de contratación. Así, la regulación del sector energético surge para minimizar los fallos de mercado que, por sí mismos, los agentes involucrados no podrían resolver de forma eficiente. A continuación se describe la regulación de la industria eléctrica, enfocándose en la regulación social y la económica.

Regulación social

La regulación social pone su atención en la protección del ambiente, la salud y la seguridad industrial, inclusive en el ámbito laboral, entre

otros aspectos. A menudo, también se refiere a la protección de los consumidores y a la calidad del servicio debido a las relaciones asimétricas entre las empresas y los consumidores. Las principales razones de la regulación social que justifican la intervención por parte del Estado son:

a) Bienes públicos y externalidades

La mayoría de los argumentos económicos para la intervención del gobierno en los mercados se basa en la idea de que el mercado no puede proveer adecuadamente bienes públicos o hacer frente a las externalidades. Los bienes públicos son definidos como aquellos bienes no excluibles y no rivales (Samuelson, 1954). Un bien es no excluible cuando no es posible evitar el consumo de este a aquellos agentes que no han contribuido para la provisión del mismo. Además, un bien es no rival cuando su consumo por parte de un agente no reduce la cantidad del bien disponible para el resto de agentes.

Los conceptos de externalidad y bien público tienden a superponerse, existiendo una diferencia sutil entre ambos. Las externalidades hacen referencia a aquellas situaciones donde el bienestar de un consumidor o las posibilidades de producción de una empresa están directamente afectadas por las acciones de otro agente en la economía (y esta interacción no está mediada por el mecanismo de precios). Las externalidades pueden ser negativas o positivas.

Cuando existe una externalidad negativa en un mercado no regulado, los productores no se responsabilizan de los costos externos que generan sobre la sociedad. En este caso, el costo marginal privado es menor al costo marginal social, por lo cual se produce una cantidad mayor a la socialmente eficiente. En el caso de una externalidad positiva, los agentes generan un beneficio social mayor al beneficio privado,

por lo cual se produce y consume una cantidad menor a la socialmente óptima.

En el caso de una externalidad negativa, por ejemplo, si la generación eléctrica emite contaminación (externalidad negativa), el costo de producir electricidad para la sociedad es mayor al costo privado para los generadores. Para cada unidad de electricidad producida, el coste social incluye los costos privados de los productores más el costo a las terceras partes afectadas negativamente por la contaminación. La intersección de la curva de demanda y la curva de costo social determina el nivel óptimo de producción. El nivel de producción socialmente óptimo es menor que la cantidad de equilibrio de mercado (ver gráfico 4-1).

La internalización de una externalidad implica la aplicación de incentivos para que los agentes tengan en cuenta los efectos externos de sus acciones. El Estado puede lograrlo mediante la imposición de un impuesto sobre la producción para reducir la cantidad de equilibrio a la cantidad socialmente deseable (impuesto pigouviano).

La seguridad pública constituye un ejemplo de bien público no tangible. Dado su carácter de no excluible, los consumidores que no han contribuido en la provisión de seguridad, no son y no pueden ser excluidos del consumo de estos bienes. Es decir, al estar en una determinada comunidad, se consume el nivel de seguridad existente, independientemente de la contribución individual de cada agente. De igual manera, dado su carácter de no rival, cuando algún agente en particular disfruta de un nivel alto de dicho bien, los otros agentes de la comunidad no ven reducido el nivel de dicho producto (Spiegel, 2003). En caso se apliquen regulaciones relativas a la seguridad, los beneficios asociados estarán

disponibles para cualquier agente en la sociedad. Asimismo, nuevos agentes en el mercado no disminuirán el beneficio sobre aquellas personas que actualmente recibían dicho bien.

Los bienes públicos y las externalidades están directamente relacionados con la regulación de la seguridad en una variedad de formas. En el caso eléctrico, cualquier insuficiencia en el nivel de seguridad de las instalaciones eléctricas puede dañar a terceros. Así, existen costos externos a las empresas producto de los accidentes, aun así estas no busquen dañar a terceras personas deliberadamente. De esta forma, si se deja al mercado operar libremente, los niveles de seguridad en los productos no serían determinados correctamente. Una condición similar de externalidad incluye el uso de servicios públicos una vez ocurrido un accidente. Un accidente serio involucra la utilización de escuadrones de rescate, bomberos o de hospitales, haciéndolos indisponibles para los demás. Si algunas de las instituciones se sostiene

con fondos públicos, el costo de los accidentes es asumido por terceras partes (Asch, 1988).

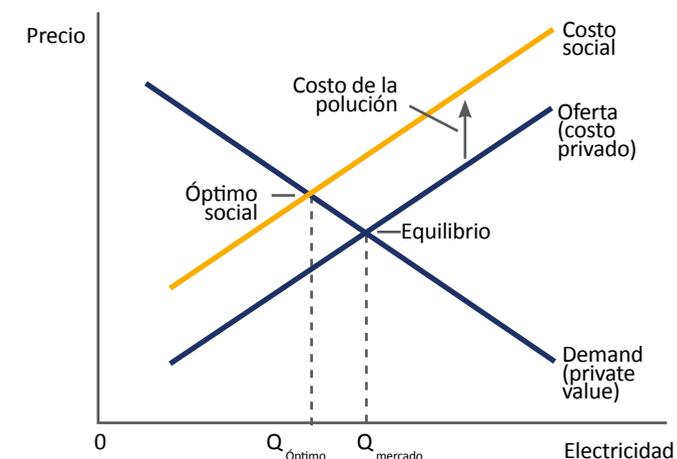
En el gráfico 4-2 puede observarse la situación de esta manera. La curva D representa la demanda de mercado por las características de seguridad de cierto producto. La curva S refleja el costo de producir el atributo de seguridad. Entonces, se espera que el mercado produzca la cantidad Q de seguridad. El problema es que la demanda subestima el valor social de la seguridad, debido a que los accidentes ocasionan costos fuera del mercado. Así, la valuación social de la seguridad incluye los beneficios de la reducción o prevención de accidentes en terceras partes. La valuación de la seguridad que incluye la externalidad positiva se puede apreciar en la curva D*. Así, el valor Q* representa el nivel social eficiente de seguridad, que el mercado por sí solo, no alcanzará.

Si se define como un bien de consumo, la seguridad pública puede medirse como el

valor inverso del daño esperado (frente a alguna fuente de riesgo) en el que incurre cualquier agente que resida o transite por una comunidad. Es decir, cuanto menor es el daño esperado, mayor es el nivel de seguridad pública consumido. Utilizando una terminología de función de producción, la reducción en los daños esperados de un accidente puede resultar de un incremento en uno (o dos) insumos: i) las acciones preventivas, que reducen la probabilidad de la ocurrencia de una emergencia, y ii) la mejora de los servicios de emergencia, que reducen los daños una vez la emergencia haya ocurrido. Mediante su enfoque preventivo, Osinermin busca la reducción en la ocurrencia de un accidente.

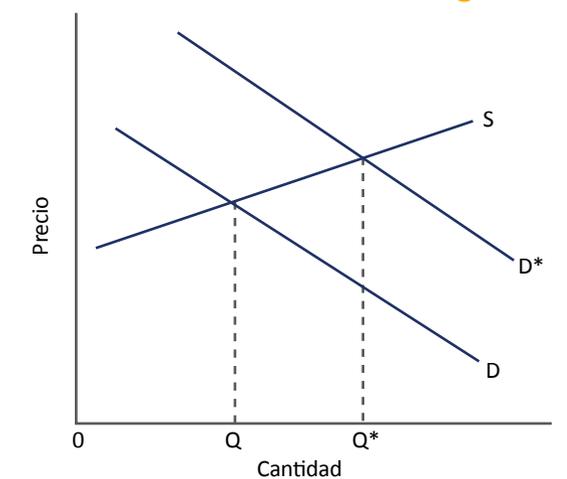
Vásquez (2012) menciona que el servicio eléctrico debe regularse según los riesgos implícitos para la vida humana asociados a la tecnología de provisión del servicio como, por ejemplo, la ocurrencia de accidentes

Gráfico 4-1
Costo de una externalidad negativa



Fuente y elaboración: Osinermin

Gráfico 4-2
Beneficios externos de la seguridad



Fuente y elaboración: Osinermin

Instrumentos de regulación social

El problema de la elección de los instrumentos regulatorios se puede clasificar en aquellas regulaciones basadas en el mercado y aquellas basadas en regulaciones de comando y control (Breyer, 1982 y Viscusi, 1983).

Las regulaciones basadas en el mercado operan mediante cambios en los precios relativos o de la creación de mercados para facilitar las transacciones entre agentes para hacer frente a las externalidades. Se implementan vía impuestos pigouvianos, subsidios o la creación de mercado (e.g. asignación de derechos de propiedad). El regulador tiene el rol de establecer las condiciones para el funcionamiento de dichos mercados. A modo de ejemplo, uno de los aspectos más ampliamente analizados es el referido a la creación de derechos de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para hacer frente a las externalidades negativas. En este caso, el regulador crea un mercado de derechos de contaminación que puedan ser libremente comercializados entre las empresas reguladas.

En las regulaciones basadas en comando y control (C&C), el regulador establece una serie de obligaciones con respecto a un estándar tecnológico o de procesos que deben ser aplicados por las empresas operando en el mercado. Asimismo, las políticas de C&C pueden establecer resultados de performance, estableciendo requisitos sobre los resultados en determinadas circunstancias, donde estos puedan monitorearse de forma adecuada por el regulador. En este caso, las empresas reguladas tienen discrecionalidad al llevar a cabo las acciones para alcanzar dichos resultados (Stavins, 1998). Uno de los aspectos principales con estas políticas es la forma en la que dichos estándares de cumplimiento se establecen por el regulador.

La regulación de las externalidades referidas a la seguridad pública se realiza, generalmente, mediante regulaciones de C&C. Estos instrumentos tienen el beneficio de su simplicidad. El regulador debe identificar una serie de aspectos relevantes que influyen en el resultado esperado, codificando una serie de normas para su cumplimiento. Según Baumol y Oates (1988), los mecanismos de comando y control son lo suficientemente flexibles para ajustarse rápidamente al control de accidentes impredecibles, debido a que se pueden modificar sin pasar por un proceso legislativo complejo. Asimismo, Becker (1968) y Polinsky y Shavell (2007) mencionan que los mecanismos de C&C bien definidos, bajo principios económicos que consideren la racionalidad del comportamiento infractor, permiten brindar adecuados incentivos a las empresas para el cumplimiento de la normativa de seguridad (Vásquez, 2012).

mortales por un mal mantenimiento de las redes de distribución eléctrica. De esta forma, si las empresas de distribución son negligentes sobre los niveles de seguridad, los usuarios eléctricos pueden tener riesgos sobre su vida.

Asimismo, la generación eléctrica puede contaminar el suelo, el aire y el agua, crear residuos sólidos y contribuir al calentamiento global. Esta contaminación es considerada como una externalidad negativa que representa costos sociales en los que no incurre el productor. En el **gráfico 4-3**, $P(Q)$ representa la función de demanda o los beneficios marginales en el mercado de energía y CMP, los costos marginales privados. Asumimos que la generación de electricidad origina contaminación, si incluimos estos costos externos, la curva de oferta que representa los costos privados y externos sería CMS. La asignación del mercado a costos privados sería en QP y PP. En este caso, los verdaderos costos sociales son mayores que los beneficios, y el área dentro de ABC representa la pérdida de eficiencia social. Si pudiéramos internalizar las externalidades, los costos sociales igualarían los costos privados y la nueva asignación del mercado sería QS y PS.

b) Protección de los consumidores

Los derechos del consumidor y la protección de los mismos constituyen una forma de intervención del Estado para defender a los usuarios contra las prácticas comerciales abusivas. El sistema de supervisión de la calidad y seguridad en el sector eléctrico busca mejorar los atributos de calidad y seguridad a fin de prevenir accidentes o contingencias.

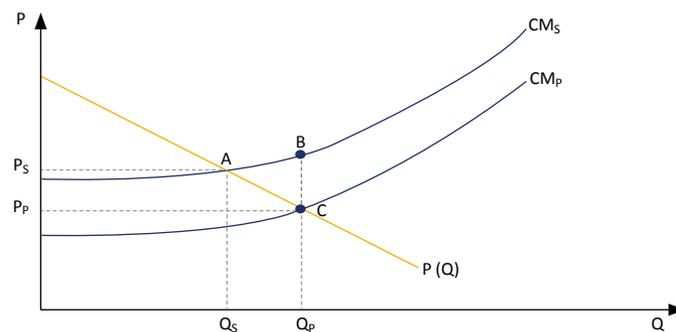
De acuerdo a Spence (1975), un monopolista puede brindar un nivel de calidad distinto al socialmente óptimo. En el sector eléctrico peruano, puede existir una calidad distinta entre los niveles presentados por la empresa y el nivel preferido por los consumidores. Esto, sumado a la posible existencia de un patrón de consumo distinto entre hogares pertenecientes a distintos niveles socioeconómicos, justifica la existencia de un organismo regulador que se encargue de resolver los problemas relacionados con la provisión de calidad por parte de una empresa distribuidora con características monopólicas (Tamayo et. al., 2013)¹.

Un monopolio no regulado no brindará, necesariamente, un nivel de calidad sub-óptimo con respecto al nivel que maximiza el bienestar, pudiendo ser mayor, igual o menor a este. Todo dependerá de cómo se relaciona la valuación marginal del bien para el consumidor, a medida que varía la cantidad del bien consumido. Si la valoración marginal de calidad disminuye a medida que el número de unidades consumidas aumenta, entonces el nivel óptimo de calidad del monopolista es inferior al valor que maximiza el bienestar social. Este parece ser el caso más probable, aunque no debe adoptarse como una norma general (Sappington, 2005).

Asimismo, el servicio eléctrico posee características complejas, por lo cual, el consumidor puede estar en una situación de información. Este efecto es conocido como selección adversa en la literatura económica², y ocurre cuando un consumidor es poseedor de poca o nula información sobre el producto o servicio ofrecido por los productores (es decir, el servicio posee atributos ocultos que no pueden ser conocidos por los consumidores a priori).

Osinermin utiliza un sistema de supervisión que minimiza los incumplimientos a las normas mediante un enfoque disuasivo. Sin embargo, no por ello se ha dejado de crear los mecanismos más adecuados para que los consumidores que vean afectados sus derechos puedan recurrir a las instancias correspondientes, en este caso la Junta de Apelaciones y Reclamaciones de Usuarios (JARU) de Osinermin, y ser atendidos oportunamente. En el **capítulo 6** se brinda una mayor descripción de las características prácticas de la supervisión que realiza Osinermin.

Gráfico 4-3
Efecto de una externalidad negativa



Fuente y elaboración: Osinermin - GPAE

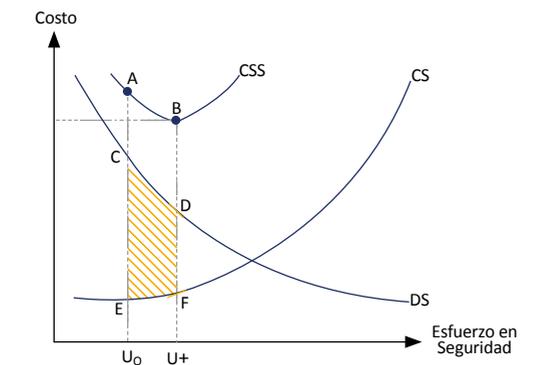
c) Instrumentos regulatorios en Osinermin para la regulación social

Osinermin norma los aspectos de la regulación social con políticas de comando y control. Por ejemplo, en el caso de la seguridad pública y la calidad del servicio eléctrico, establece las condiciones mínimas que deben cumplir las empresas que operan en el mercado. Dado que la inversión en medidas de seguridad y calidad es una actividad costosa para las empresas, se realiza un análisis para conocer el nivel óptimo de seguridad y calidad, el cual considera los costos y beneficios de adoptar dichas políticas.

En el modelo establecido en los **gráficos 4-4 y 4-5**, el Estado tiene por objetivo establecer un estándar de seguridad $u+$ o de calidad CAL^* que minimice el costo social esperado. En ambos gráficos se muestra que el objetivo se logra cuando el costo marginal de inversión en seguridad o calidad (representado por una tangente) es igual a la reducción marginal del daño social esperado.

En este caso, las disposiciones vigentes establecidas por el MEM regulan los requerimientos que deben cumplir las empresas con respecto a la seguridad de las actividades energéticas y normas técnicas que regulan los aspectos relacionados con la seguridad. En su rol de supervisor,

Gráfico 4-4
Nivel óptimo de seguridad



Fuente y elaboración: Tamayo et. al (2013), Vásquez et al (2013).

Osinermin tiene a su cargo los procedimientos de supervisión y fiscalización de condiciones de seguridad de las instalaciones energéticas, así como en la calidad de los servicios eléctricos.

La calidad del servicio resulta ser más compleja que la regulación de precios, dado su carácter multidimensional (Crew y Kleindorfer, 2009). En el **gráfico 4-6** se puede observar el punto de equilibrio de la calidad de un producto. Esto ocurre cuando la disposición marginal a pagar por una mayor calidad de un producto (ΔWTP) se iguala con el costo marginal de proveer dicho nivel de calidad (ΔC)³. En el punto A por ejemplo, la disposición a pagar por una mayor calidad es mayor que el costo marginal de proveerlo, por lo cual será socialmente óptimo incrementar el nivel de calidad del producto.

Un aspecto importante que debe analizarse al momento de introducir mayores exigencias de calidad y seguridad a las empresas de redes operando monopolios naturales es la coherencia con el sistema tarifario vigente. Ello se debe a

que los requerimientos de seguridad y calidad que se exigen a las empresas deben estar adecuadamente remunerados por el esquema de tarifas, a fin de no crear obligaciones que las empresas puedan cuestionar y, en un caso extremo, provocar un desbalance financiero que ponga en riesgo de quiebra a las empresas.

Regulación económica

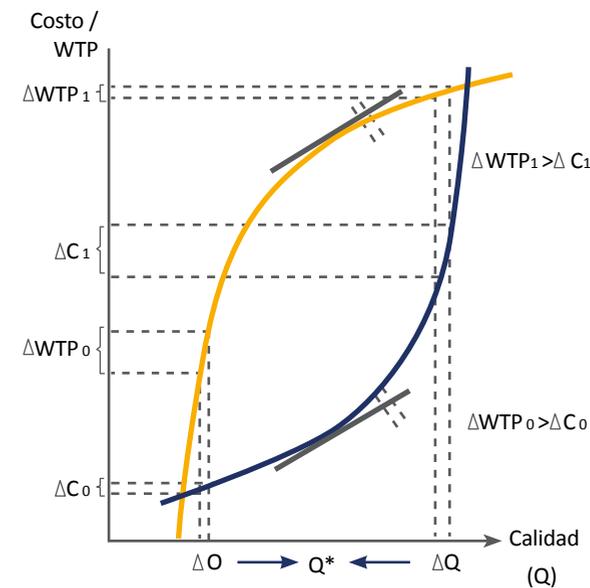
La industria eléctrica en el Perú está constituida por cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización⁴, cada una con una estructura diferente. La generación se considera potencialmente competitiva, mientras que las otras se consideran monopolios naturales. Si bien la existencia de monopolios justifica la intervención del Estado, esta no es la única razón. En el sector eléctrico se hace necesaria la regulación técnica para la coordinación de la red,

dada las particularidades físicas y económicas de esta industria. Así, según lo visto en el **capítulo 1**, es necesario la existencia de un operador que coordine la producción de las distintas centrales de generación para abastecer la demanda de forma sostenible (Chao y Wilson, 1987).

a) Diseño de mercado: el mercado mayorista y el mercado de largo plazo

El diseño de mercado determina cómo los agentes ofertan, intercambian y consumen la electricidad. El reto para las autoridades regulatorias es diseñar las reglas de tal forma que apoyen un mercado competitivo y aseguren la suficiencia y adecuación en el suministro.

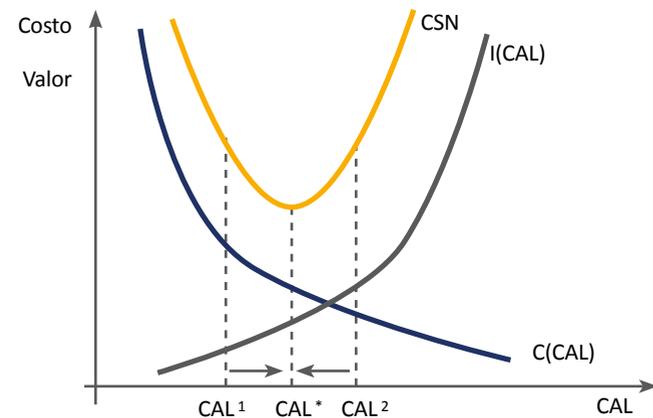
Gráfico 4-6
Disposición a pagar y costo de la calidad



■ Disposición a pagar del consumidor (WTP) ■ Costos de la empresa

Fuente y elaboración: Fumagalli, Schiavo y Delestre (2007)

Gráfico 4-5
Nivel óptimo de la calidad



Fuente y elaboración: Tamayo et. al (2013), Vásquez et al (2013).

Un aspecto importante del diseño de mercado es determinar quién accede al mercado mayorista. En el mercado eléctrico peruano, la LCE solo permitió el acceso a este mercado a los generadores. Sin embargo, la Ley N° 28832 estableció que el mercado mayorista se denomine mercado de corto plazo y que incluya dentro de sus participantes a los grandes usuarios y las empresas distribuidoras para abastecer a sus contratos con usuarios libres⁵.

El precio utilizado en el mercado mayorista es igual al costo marginal en el que incurre el sistema para proveer una unidad adicional de energía determinado cada 15 minutos. En la práctica, el despacho económico de los generadores se realiza en orden creciente de costos, así el costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más costosa que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado.

El **gráfico 4-7** muestra el orden creciente

de despacho económico en función de los costos variables de las diversas tecnologías de generación existentes en el sistema. La línea punteada roja representa la demanda instantánea del sistema, que determina cada 15 minutos el costo marginal al intersectar la curva de oferta azul⁶.

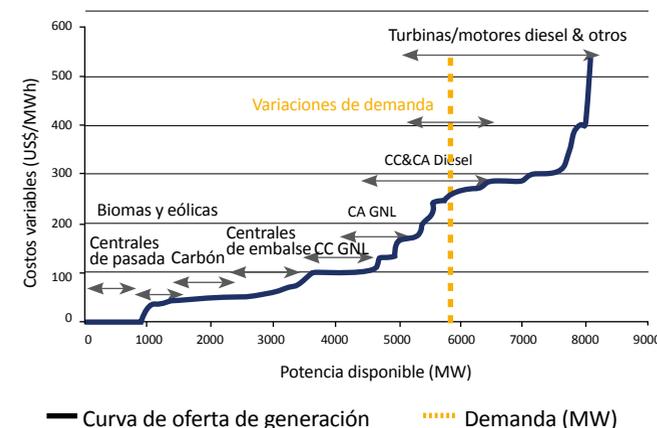
Este diseño de mercado en el Perú se conoce como modelo de competencia mayorista (*wholesale competition model*), caracterizado por una serie de empresas de distribución que contratan directamente con las generadoras y venden un bien compuesto (electricidad más distribución) a los consumidores regulados. De igual forma, algunos clientes (usuarios libres) por su nivel de consumo, pueden contratar directamente con los generadores.

En general, dada la alta variabilidad del precio de la electricidad y la imposibilidad de medir el consumo en tiempo real, se firman contratos

a largo plazo entre generadores y distribuidoras, y generadores y usuarios libres. Un contrato a largo plazo (*forward*) es un derivado particularmente simple, donde se da un acuerdo para comprar o vender un determinado activo a un momento futuro, a un precio determinado. En algunos casos, el regulador del sector puede establecer precios máximos para proteger a los consumidores (precios en barra). En el caso del Perú, la mayor parte del precio de la electricidad a los usuarios regulados está dado por contratos de largo plazo (resultantes de licitaciones entre distribuidores y generadores) y una parte reducida (15%) mediante el precio regulado.

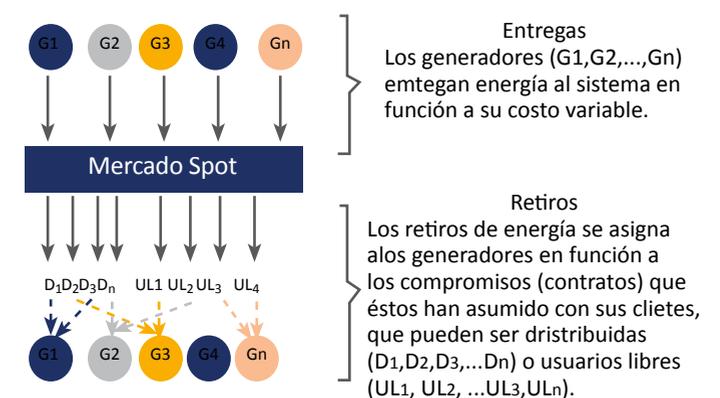
Es importante aclarar que el despacho del sistema se hace con independencia de los contratos que tengan firmados los generadores con sus clientes (distribuidoras y clientes libres). De esta forma, en el modelo de competencia mayorista se distingue entre el mercado de transacciones físicas y el de transacciones financieras (ver **ilustración 4-8**).

Gráfico 4-7
Costos marginales de un sistema eléctrico



Fuente y elaboración: GRT – Osinermin.

Ilustración 4-8
Diseño del mercado eléctrico



Fuente y elaboración: Osinermin.

En el mercado físico, los generadores entregan energía al sistema en función a su costo variable y la demanda de usuarios libres y regulados realiza retiros de energía en el sistema. El operador del mercado realiza el balance entre la demanda estimada y la oferta, ordenando las subastas de acuerdo a los precios. El precio ofertado por el último generador con una subasta válida se convierte en el precio del sistema, al cual todos los generadores y distribuidores realizan sus transacciones. En el mercado financiero, los retiros de energía se asignan a los generadores en función a los compromisos que estos han asumido con sus clientes, los cuales pueden ser distribuidoras o clientes libres.

Monopolios naturales

Los monopolios naturales constituyen situaciones donde es más eficiente que una sola empresa suministre un bien o servicio en un mercado determinado. Esta situación está caracterizada por la existencia de costos medios decrecientes en determinado rango de la demanda. La existencia de monopolios naturales hace necesaria la intervención del Estado para evitar que las empresas abusen de su posición dominante en el mercado, estableciendo tarifas elevadas o brindando una calidad de servicio menor al óptimo social.

Asimismo, en algunos casos, estos monopolios naturales constituyen facilidades esenciales. Es decir, son infraestructuras necesarias para la provisión de un servicio determinado y, además, garantizan la existencia de competencia en los sectores *upstream* y *downstream*. En estos casos, además de la regulación tarifaria, la participación del Estado se justifica para garantizar un acceso no discriminatorio y abierto a estas infraestructuras. Los sectores de transmisión y distribución de electricidad constituyen industrias con características de monopolio natural, donde las consideraciones tecnológicas y económicas limitan a las empresas participantes en el mercado. De esta manera, la duplicidad de estas

infraestructuras, indispensables para la provisión de estos servicios, es ineficiente, por lo cual las mismas son operadas por una sola empresa.

b) Determinación del costo y tarificación de acceso entre usuarios

La remuneración de las inversiones sujetas a las condiciones de monopolios naturales se asigna ex ante al inicio del periodo regulatorio, en base al cálculo de los costos eficientes de proveer el servicio de suministro de electricidad. En la determinación de los costos reconocidos a las empresas, una de las características más importantes es la existencia de problemas de agencia entre la empresa regulada y el regulador. Los problemas de agencia hacen referencia a las asimetrías de información existente entre estos dos agentes, las cuales generan rentas para la empresa regulada, dada la imposibilidad del regulador de conocer el costo eficiente de proveer el servicio para la empresa (Laffont y Tirole, 1993; Armstrong, Cowan y Vickers, 1994; Armstrong y Sappington, 2003).

En los aspectos relativos a la regulación tarifaria, dos temas centrales son el establecimiento del nivel de tarifas (el nivel de costos que será reconocido al monopolista) y la distribución del cargo de acceso entre los usuarios (David y Percebois, 2002). En la regulación tarifaria de las actividades de distribución y transmisión eléctrica, existen diferentes metodologías para permitir a las empresas monopolísticas recuperar los costos de la actividad (ver **recuadro 4-5**).

Asimismo, una vez determinado el costo del servicio, se debe determinar cuál es el cargo de acceso (access charge) para los agentes que hacen uso de la infraestructura. En general, la recuperación de los costos de la red se realiza sobre aquellos costos que no pueden recuperarse mediante la tarificación marginal. Existen diversos métodos para repartir los costos de las redes sobre los usuarios. Los métodos utilizados en la práctica se verán en el **recuadro 4-6**.

RECUADRO 4-4

Facilidades esenciales en el Perú

Las redes de distribución, así como de transmisión de electricidad, tanto troncal como secundaria, deben considerarse como una “facilidad esencial” dentro del diseño de los mercados eléctricos, debido a que son necesarias para llegar a los clientes finales y para garantizar la competencia en la comercialización de electricidad, especialmente para el caso de los clientes libres.

En el artículo 33° y 34° de la LCE se establece el libre uso por parte de terceros de las redes eléctricas de las empresas de transmisión y distribución, respectivamente, que deberán asumir los costos de ampliación a realizarse, en caso sea necesario, y las compensaciones por el uso. Específicamente, con respecto al pago de las redes de distribución, en un inicio la LCE estableció que el cargo de acceso sea negociado entre las partes, pero en 2000, mediante el Reglamento de Comercialización de Electricidad (Decreto Supremo N° 017-2000-EM), se estableció que fuera igual al Valor Agregado de Distribución (VAD). Con ello, se consagra el Principio de Libre Acceso a las Redes.

A fin de evitar condiciones discriminatorias de acceso y uso de las redes, Osinergmin normó el Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica (Resolución N° 091-2003-OS/CD), que asegura que el acceso a las redes se dé en condiciones de libre mercado.

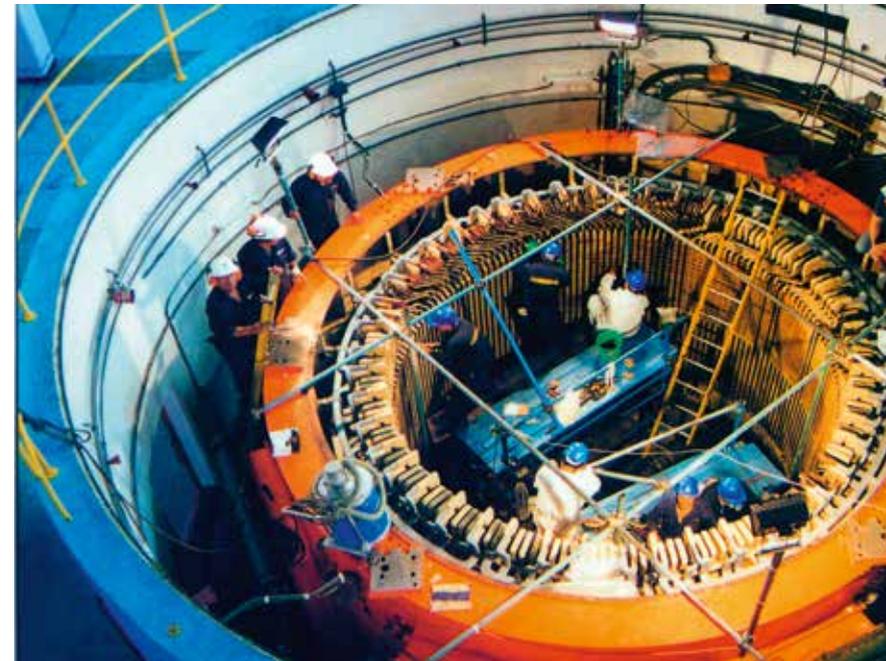


Foto: Overhall de los grupos generadores del Mantaro. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperu S.A.

La existencia de monopolios naturales hace necesaria la intervención del Estado para evitar que las empresas abusen de su posición dominante en el mercado, estableciendo tarifas elevadas o brindando una calidad de servicio menor al óptimo social.

Empresas Eléctricas Asociadas

Capital: Lp. 1.500.000
OFICINAS CENTRAL: BAQUIJANO No. 777
TELEFONOS:
 Lima.-4011 Gerencia - 4012 Sección Reclamos - 47 Oficina del Callao
 89 Oficinas de Chorrillos, Barranco y Miraflores
INSTALACIONES DE LUCES FIJAS Y MEDIDOR
 Presupuestos Gratis para Iluminaciones especiales
DIRECTORIO:
 Presidente: Señor Pablo La Rosa
 Vice-Presidente: Sr. G. Batta Isola
 Directores: Luis Saegstein, J. Kelo, Coronel H. Le-Ray Lewis
 Señor Enrique Orlandi, Director-Gerencia
 Pedro D. Gallagher, Señor M. L. Prado, Roberto Harvey
 Enrique Hammond, Superintendente General, Señor D. S. Key, Adna Powell
 W. Holloway, COMITE DE LONDRES
 André Tarrade, N° 1° Directores, Secretario en Londres, Señor A. Burbury
 Juan Francisco Parfo, Señor B. E. Greenwell, Señor A. Burbury
SECCION DE PASAJEROS Y CARGA
 Lima-Callao-La Puyta-Lima-Chorrillos
 Lima - Magdalena
SORTEOS SEMANALES Y MENSUALES PARA LAS LINEAS URBANA E INTER-URBANAS

Aviso publicado por Empresas Eléctricas Asociadas en la edición especial con motivo del primer Centenario de la Independencia en el diario El Tiempo, 28 de julio de 1921.

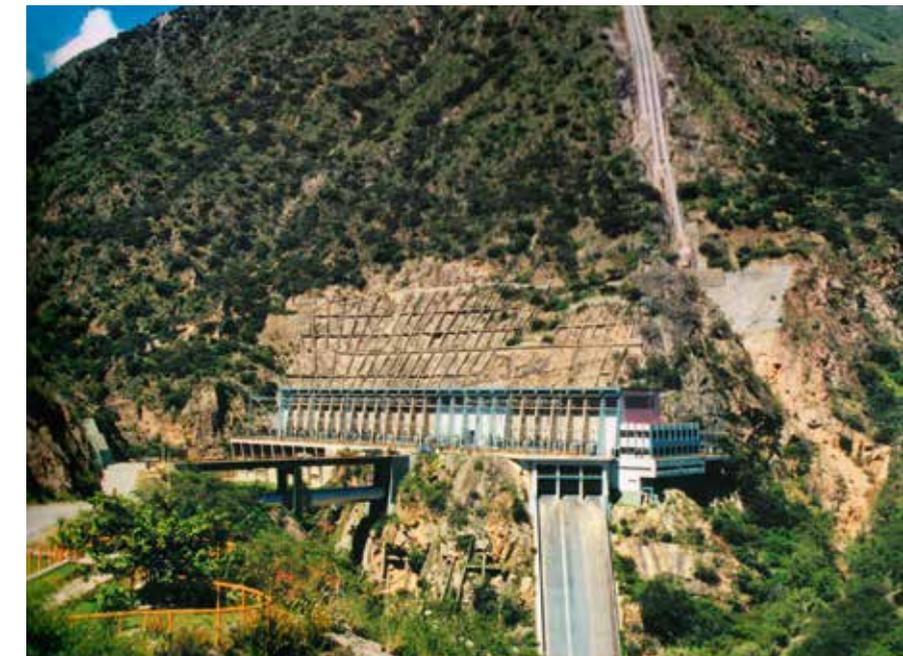


Foto: Central Hidroeléctrica. Fuente: Museo de la Electricidad de Electroperu S.A.

Determinación de la tarificación en el monopolio natural

El cálculo de la tarifa debe permitir que el monopolista regulado recupere los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento necesarios para realizar la actividad (ver **ilustración 4-9**). Sin embargo, dada la asimetría de información, el regulador no conoce los costos eficientes de dicho servicio. De esta forma, el regulador debe estimar los costos de capital y de operación y mantenimiento de realizar el servicio, con el fin de calcular el activo necesario para realizar el servicio (denominado Regulatory Asset Base, RAB). El valor del activo puede proveerse mediante los diversos métodos, en algunos casos dependiendo de la información proporcionada por la empresa⁷ o por la construcción de una empresa modelo eficiente⁸.

En las siguientes líneas se brindan los métodos más utilizados para calcular el RAB.

o Regulación por tasa de retorno (rate of return, ROR) o costo de servicio.

La regulación por tasa de retorno vincula los ingresos de una empresa monopólica en función a sus costos medidos como gastos (gastos operativos, depreciación e impuestos), más una rentabilidad sobre el capital comprometido en sus operaciones. El objetivo es limitar los ingresos de la utilidad, de tal manera que pueda recuperar sus gastos y ganar una tasa de retorno especificada en su capital invertido. La tasa de retorno es un enfoque utilizado en Canadá, Japón, Estados Unidos y Hong Kong, entre otros países.

El primer paso es identificar los ingresos necesarios para la empresa, lo cual implica determinar i) los gastos de la empresa, ii) las inversiones realizadas para la prestación de los servicios y iii) la tasa de

rentabilidad que se va a permitir sobre estas inversiones. El nivel de los gastos puede ser obtenido a partir de los costes contables de un año base, generalmente, el año más reciente en el cual se dispone de información auditada. El capital dedicado a la producción de los servicios (lo que se denomina rate base) puede valorarse según una variedad de métodos diferentes. Por último, la tasa de rentabilidad permitida es típicamente un promedio ponderado entre el costo de la deuda y el costo del capital (WACC).

Los ingresos necesarios para el monopolista se traducen luego en los precios al consumidor. Se pueden dar revisiones a pedido de la empresa, el regulador u otros participantes cuando los ingresos efectivamente determinados son superiores o inferiores a las necesidades de ingresos (esto puede ocurrir porque los gastos o el rate base, o la tasa de retorno ya no es suficiente).

Un problema que puede presentarse es el incentivo a sobre invertir en capital, conocido como el efecto Averch-Johnson. En este caso, la empresa regulada tiene el incentivo a utilizar un excesivo nivel de capital cuando el regulador reconoce en los cálculos tarifarios un costo de capital superior al que la firma realmente posee en el mercado (combinación de capital/trabajo no eficiente).

o Price-Cap/ Revenue-Cap

El método Price Cap es un método basado en incentivos. En lugar de limitar los ingresos del operador con el objetivo de permitir una determinada tasa de retorno sobre su inversión, el regulador fija el precio durante un periodo de tiempo (en general cuatro o cinco años), según una fórmula que tiene en cuenta la inflación futura y los futuros aumentos de eficiencia previstos para la empresa, conocido como

Factor-X (esta es la denominada fórmula RPI-X utilizada en el Reino Unido). En algunos casos, existen otros factores que pueden insertarse en la fórmula, como la eficiencia de la empresa en relación a otras operando en el mercado, los cuales se insertan en el Factor-X. Así, la remuneración de la empresa mediante el esquema Revenue-Cap está establecido de la siguiente manera:

$$Ingresos_{i,t} = Ingresos_{i,t-1}(1+IPC-FactorX), \quad (4-1)$$

donde la variable Ingresos representa el nivel de remuneración reconocido a las empresa i en el periodo t; el IPC es la variación en el nivel de precios al consumidor y el Factor X_i es la eficiencia relativa de la empresa i. Si el Factor-X es utilizado según la eficiencia relativa, la empresa es comparada con respecto a empresas monopólicas similares en el mercado. Así, los ingresos de las empresas (los cuales dependen del costo) son corregidos sobre la base de su eficiencia con respecto a las otras empresas operando en el mercado. De esta

forma, si una empresa tiene 80% de eficiencia con respecto a la empresa más eficiente en la industria, solo puede recuperar dicho porcentaje de sus costos totales.

o Empresa modelo eficiente

La metodología de empresa modelo eficiente determina la remuneración de una empresa regulada en base a la estimación de los costos de una empresa modelo operando de manera eficiente en el mercado (Jamash & Pollitt, 2007). Este esquema regulatorio consiste en comparar el desempeño de las empresas reguladas contra una empresa ficticia, mediante un modelo de ingeniería, para tener los menores costos técnicamente posibles, es decir la empresa “más eficiente posible” de acuerdo a la tecnología disponible y manteniendo estándares de calidad determinados, adaptándose a la geografía y la demanda en cada área de servicio.

En el Perú se utiliza una variante del esquema

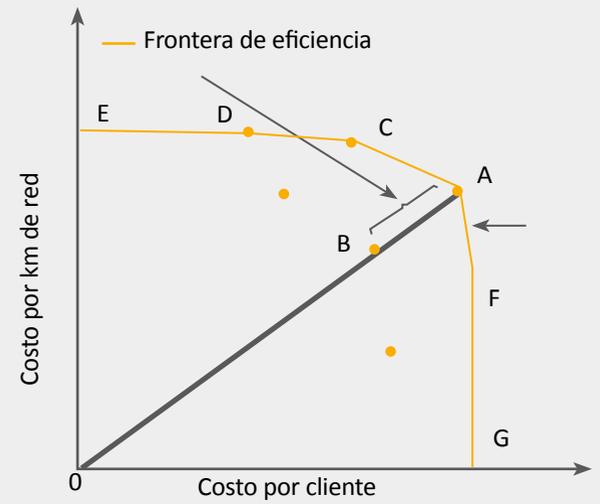
de empresa modelo eficiente para fijar las tarifas de las actividades de transmisión y distribución de electricidad. En efecto, en el segmento de distribución, la empresa eficiente depende de las características geográficas de los sectores eléctricos. Esto, debido a que los costos de las empresas distribuidoras varían dependiendo de la zona donde operan. Así, se realiza una comparación de las empresas distribuidoras, de acuerdo a las características geográficas y de densidad poblacional de las mismas. Así, una empresa puede tener mayores costos debido a las características propias de la zona donde opera (por ejemplo, terrenos muy accidentados o baja densidad de demanda). Por lo tanto, para implementar el esquema de regulación por empresa modelo, se agrupa a las empresas distribuidoras con el objetivo de que exista cierta homogeneidad entre ellas. Cada agrupación se denomina sector típico de distribución y se define según el anexo de la LCE como “instalaciones de distribución con características técnicas y geográficas similares, así como similitudes en los costos de inversión, operación y mantenimiento”.

Ilustración 4-9
Determinación de ingresos de las empresas



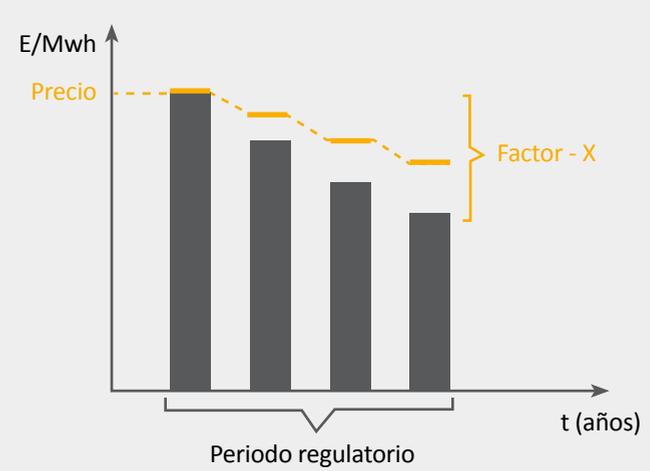
Fuente y elaboración: Frontier Economics (2012).

Gráfico 4-8
Medición del Factor-X (eficiencia relativa)



Fuente y elaboración: Frontier Economics (2012).

Gráfico 4-9
Esquema Price-Cap



Fuente y elaboración: Frontier Economics (2012).

Asimismo, en el segmento de transmisión, Osinergmin fija las tarifas con el objetivo de lograr que los ingresos totales recibidos por las empresas de transmisión puedan cubrir sus costos totales eficientes, basándose en el concepto de sistema económicamente adaptado (SEA) a la demanda, el cual hace referencia a la mejor configuración posible que se puede alcanzar en el momento en que se calcula la tarifa.

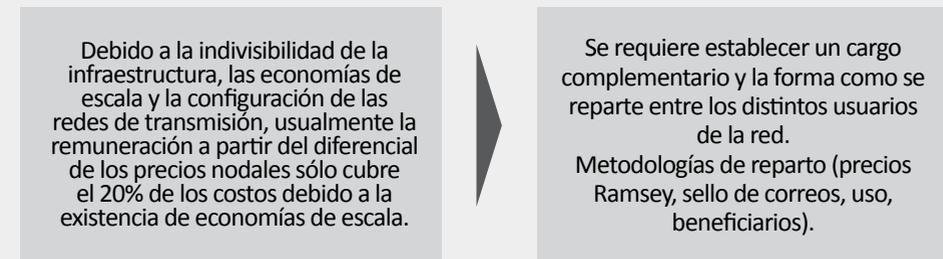
o Competencia por el mercado

Mediante este método (subasta) las empresas compiten por el derecho de tener el monopolio de atender el mercado (Demsetz, 1968). Bajo este enfoque, si existe un número de postores eficiente, la subasta permitiría obtener el mismo resultado que aquel que se obtendría bajo un modelo de competencia perfecta (donde el precio que se cobra viene a ser igual al costo marginal: $P=Cmg$). De esta manera, las tarifas se determinarían mediante la oferta de las empresas en el proceso de licitación y la labor del regulador se encontraría enfocada a supervisar el cumplimiento de los compromisos de la empresa que gane la licitación. Este método es utilizado, principalmente, para regular nuevas infraestructuras. Una aplicación se puede encontrar en los contratos de Asociaciones Público Privadas (APP) en las licitaciones que realiza ProInversión y el MEM en las actividades de generación y transmisión. Por ejemplo, en el proceso de licitaciones de energías renovables, las concesiones se otorgan al postor que oferte el precio más bajo, buscando de esta forma garantizar la eficiencia asignativa (ver el capítulo 5 para mayor detalle).

Reparto de cargo de acceso entre usuarios de la red

Existen diversos métodos para repartir los costos de las redes sobre los usuarios. Los métodos utilizados se observan en la **ilustración 4-10**.

Ilustración 4-10
Métodos para repartir los costos de las redes sobre los usuarios



Precios Ramsey	Sello de correos	De Uso / Responsabilidad de la inversión	Método de Beneficiarios (Pérez-Arriaga 1995)
<ul style="list-style-type: none"> Se carga más a los usuarios con menor elasticidad*. $\frac{P_i - CM_i}{P_i} = \frac{1}{E_{ii}} \cdot \frac{(\lambda + 1)}{\lambda}$ <ul style="list-style-type: none"> Dificultad en su aplicación (elasticidades). λ es el multiplicador asociado a la restricción presupuestaria. 	<p>Consiste en definir una tarifa por zona independiente de la distancia a la entrada de la red. Es decir, se define una tarifa de manera independiente al punto de inyección o retiro.</p>	<ul style="list-style-type: none"> El peaje es proporcional a la energía que genera cada agente o a la distancia entre los puntos de inyección y retiro. Evalúa el costo de inversión adicional que cada usuario genera a la red según su conexión. 	<ul style="list-style-type: none"> Se reparte el cargo en proporción de los beneficios obtenidos por los usuarios (generadores y consumidores). Se requiere estimar los excedentes con y sin instalaciones. Requiere identificar a los beneficiarios. Más fácil de aplicar en nuevas líneas.

Nota: * P_i y CM_i denotan el precio y costo marginal del bien/servicio i -ésimo/ E_{ii} es la elasticidad de la demanda de dicho bien/servicio con respecto a su precio/ λ se denomina número de Ramsey y constituye una constante que permite ajustar los márgenes sobre los costos marginales en todos los mercados satisfaciendo la restricción presupuestaria planteada en el programa de optimización.

Fuente y elaboración: Osinergmin.

c) Información asimétrica

La literatura económica ha estudiado el efecto de la falta de información disponible al consumidor sobre los resultados del mercado, señalando que puede dar lugar a resultados ineficientes (Akerlof, 1970). Si la calidad de un bien es difícil de evaluar, los consumidores y los vendedores pueden tener dificultades para ponerse de acuerdo sobre un precio.

La información asimétrica plantea riesgos sistémicos en la industria, por lo que puede producir resultados subóptimos (Hennessy, Roosen y Jensen, 2003). Los consumidores no tienen información adecuada sobre los atributos de los bienes que compran. Gran parte de la literatura ha considerado las causas y soluciones de fallas de mercado causadas por información asimétrica.

La disponibilidad de la información de los consumidores sobre la calidad o seguridad de los productos que adquieren es una condición necesaria en la teoría de la elección óptima de los consumidores. La cuestión es particularmente importante cuando el producto tiene un grado de complejidad técnica, el bien no es consumido frecuentemente, y/o la calidad no puede evaluarse o supervisarse antes de la compra (Asch, 1998).

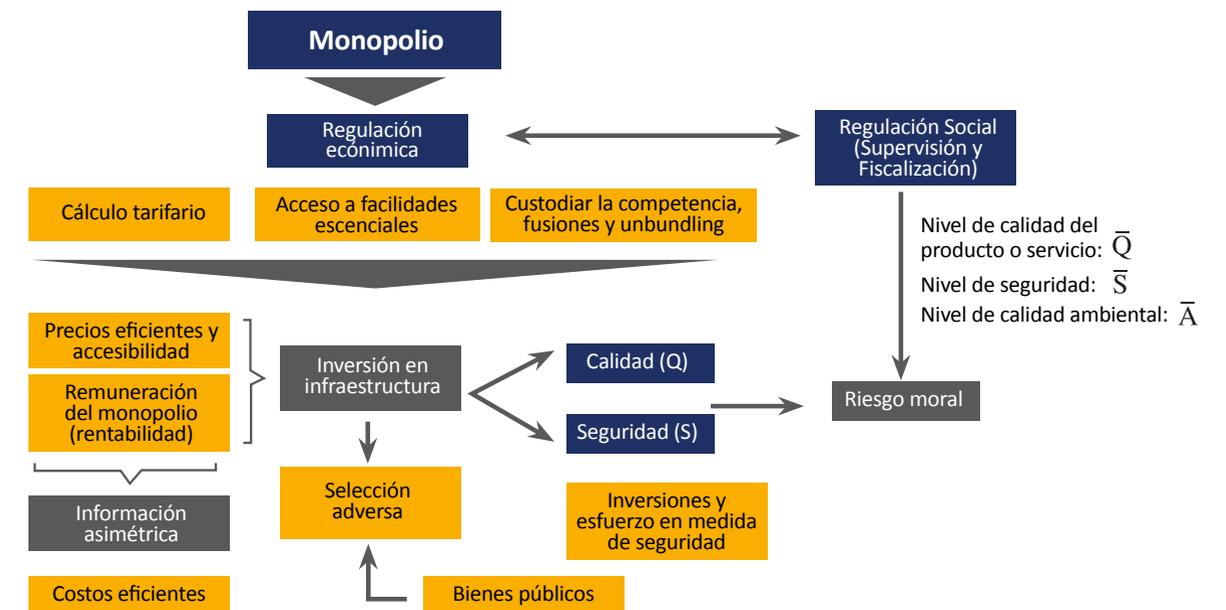
En su rol de supervisor, Osinergmin tiene a su cargo los procedimientos de supervisión y fiscalización de condiciones de seguridad de las instalaciones energéticas, así como en la calidad de los servicios energéticos (condiciones de seguridad de las instalaciones energéticas, medidores de electricidad, entre otras).

El problema de información asimétrica puede

darse no solo entre las empresas reguladas y los usuarios del sector energético por la falta de información sobre el nivel de calidad o seguridad de los productos o servicios energéticos, sino también entre el regulador y las empresas reguladas, lo que constituye uno de los problemas más importantes que enfrenta la economía de la regulación. En este contexto, el problema de agente-principal (empresas reguladas-regulador) presenta los problemas de selección adversa (no se conoce ex ante algunas características del agente) y riesgo moral (cuando un contrato especifica el comportamiento futuro, pero ese comportamiento no puede ser totalmente supervisado)⁹.

En la **ilustración 4-11** se muestra la interacción que existe entre la supervisión de la calidad y seguridad (regulación social) y la regulación económica.

Ilustración 4-11
Regulación y supervisión en el sector eléctrico



Fuente y elaboración: A. Vásquez.

4.3. FIJACIÓN DE LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD EN EL PERÚ

Tomando en cuenta lo mencionado en el capítulo 1, Osinergmin regula algunas tarifas del sector eléctrico sobre la base de mecanismos aplicados de acuerdo a las características concretas que posee cada una de las actividades del sector. A continuación se explica cómo se forman los precios de la electricidad en el Perú.

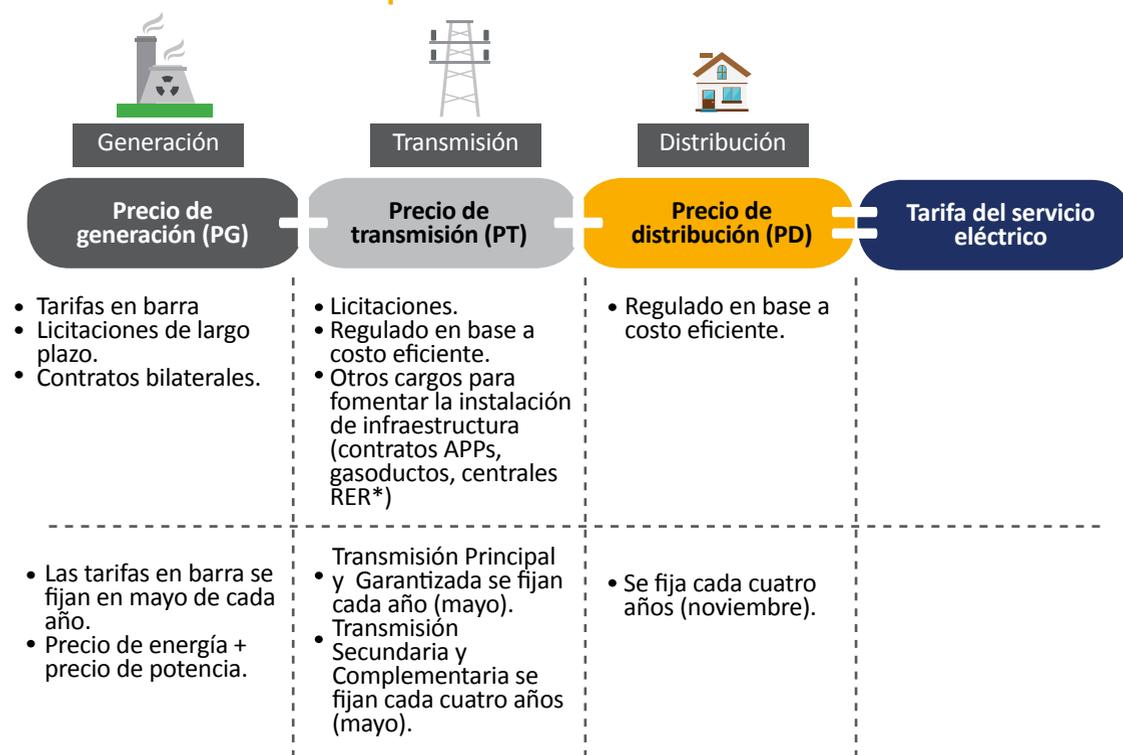
Precios en el mercado regulado

La tarifa que se fija dentro de este mercado es aplicable para los usuarios regulados, aquellos que tienen una máxima demanda anual de hasta 200 kW; y los medianos consumidores, que optan por ser regulados cuando sus consumos anuales se encuentran entre 200 y 2500 kW. Los usuarios con demandas superiores a 2500 kW al año tienen la categoría de libres y, por lo tanto, pueden negociar con total libertad las condiciones del suministro eléctrico (precios de electricidad en hora punta

y fuera de punta, cantidades a suministrar, potencia requerida, entre otros) con las empresas de generación o distribución. Los usuarios que tengan una máxima demanda anual mayor a 200 kW pero menor a 2500 kW, tienen derecho a escoger entre la condición de usuario regulado o libre.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas máximas que pagan los usuarios regulados de electricidad están conformadas por tres componentes: i) los Precios a Nivel Generación, ii) los peajes

Ilustración 4-12
Formación de precios consumidores residenciales



Nota. *RER: Recursos Energéticos Renovables.

Fuente y elaboración: Osinergmin.

unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes, y iii) el Valor Agregado de Distribución. Cada uno de estos componentes remuneran respectivamente a las actividades que conforman el subsector eléctrico (generación, transmisión y distribución) (ver ilustración 4-12).

A continuación se muestra la ilustración 4-13, en la cual se observa, de forma

general, los componentes del precio de electricidad que se encuentra en el recibo de luz que llega a un hogar (tarifa eléctrica residencial: BT5B). En las siguientes secciones se describirá de forma más detallada la composición de los precios regulados.

a) Precio a Nivel Generación

Para la determinación de los Precios a Nivel Generación (PNG) se tiene que considerar que la Ley N° 28832 estableció un mecanismo de licitaciones de contratos entre las empresas de distribución y generación eléctrica, por medio de cual, las primeras podrían recurrir a subastas para atender las ventas destinadas al Servicio Público de Electricidad. Como resultado de las licitaciones se obtendría el

Ilustración 4-13
Resumen: composición de la tarifa eléctrica residencial, agosto 2016

Componentes	Tarifa	Porcentaje
Licitaciones Regulado Generación (G) (Producción de electricidad)	S/.44.06 S/. 5.44 S/. 49.50	49.5%
Transmisión (T) (Transporte de electricidad)	S/. 8.50 S/.12.80 S/. 21.30	21.3%
Distribución (D) (Distribución de la electricidad)	100% Regulado: Inversión S/.21.61 Operación y mantenimiento S/. 7.590 S/. 29.20	29.2%
Total del recibo del luz	S/.100.00	100%
<small>(Referencia: usuarios domiciliados de Lima y El Callao)</small>		
Total regulado	S/.43.10	43.1%
Total sin regular	S/.56.90	56.9%

Nota. El cálculo no incluye el cargo fijo mensual de S/. 2.49

Fuente y elaboración: Osinergmin.

precio de la energía que pagaría el distribuidor al generador.

Debido a que en una licitación no solo puede resultar adjudicataria una empresa de generación, sino varias cuyos precios propuestos son diferentes pero no superiores al precio tope establecido por Osinermin, se realiza un promedio ponderado de los precios ofertados y se obtienen los precios firmes¹⁰, como se muestra en la **ilustración 4-14**.

Debido a que las empresas de distribución pueden experimentar demandas superiores a las que estimaron y contrataron por las licitaciones, también pueden contratar directamente con los generadores (a tarifas que no sean superiores a los que resultan de precios en barra aprobados por Osinermin), y al final los precios que pagan los usuarios regulados son una ponderación entre los tarifas en barra determinadas

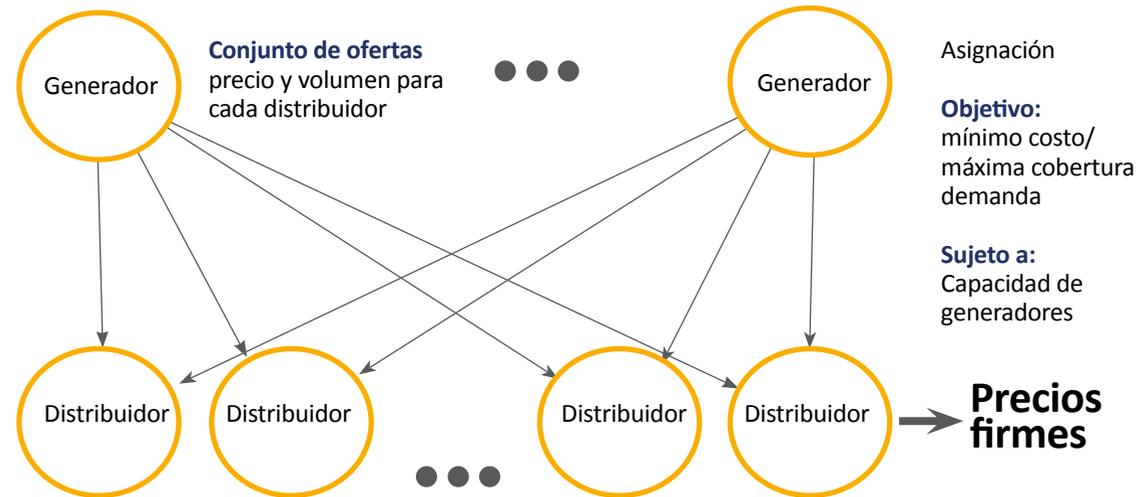
por Osinermin y los precios firmes, resultado de las licitaciones. Este promedio se denomina PNG. En el **recuadro 4-7** se brinda mayor detalle con respecto a los componentes del PNG.

En agosto de 2016, el precio promedio a nivel de generación representó 49.5% de la tarifa eléctrica residencial (BT5B), compuesto por factores correspondientes a las licitaciones y a la regulación por parte de Osinermin como se muestra en la **ilustración 4-15**.

Asimismo, los precios de generación (potencia y energía) se actualizan cada cierto tiempo debido a variaciones de factores que influyen en los precios de las licitaciones y en barra (mediante los precios de potencia y energía), tales como: el tipo de cambio, la inflación, los precios de los insumos (gas natural, carbón bituminoso, diésel 2, residual N° 6) y algún otro factor (ver el **acápito A.4-1** del **anexo digital A-4.5**).

“ Los precios de generación se actualizan cada cierto tiempo debido a variaciones de factores que influyen en los precios de licitación y en barra. ”

Ilustración 4-14
Determinación de precios firmes



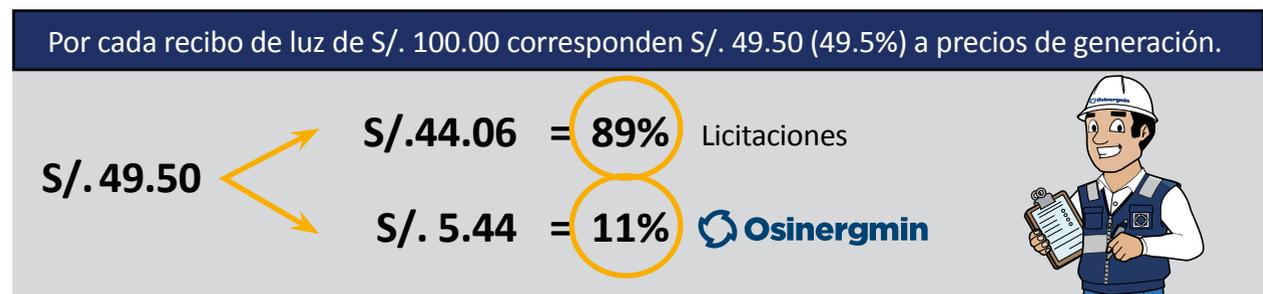
Fuente y elaboración: Osinermin



Fuente: Gerencia de Comunicaciones y Relaciones Interinstitucionales-Osinermin.

Las tarifas promedio de electricidad no reflejaban los costos del servicio desde la década de 1970. Así, durante ese periodo disminuyeron un 5% en términos reales. Esto originó un problema en la situación financiera del sector.

Ilustración 4-15
Composición de los precios de generación eléctrica, agosto 2016



Fuente y elaboración: Osinermin.

Componentes del Precio a Nivel Generación

Licitaciones de energía

Luego del proceso de liberalización de 1992, el mercado eléctrico peruano se basó en contratos bilaterales entre distribuidores y generadores que estaban limitados por el precio en barra, el cual es calculado por Osinergmin.

En 2006 se introdujo con la Ley N° 28832 un esquema de subastas de electricidad a largo plazo con doble objetivo: definir la tarifa de energía de una manera competitiva y servir para la entrada

de nueva generación eficiente en el sistema. El pago de potencia continuaba en vigor por medio cálculo de una capacidad equivalente.

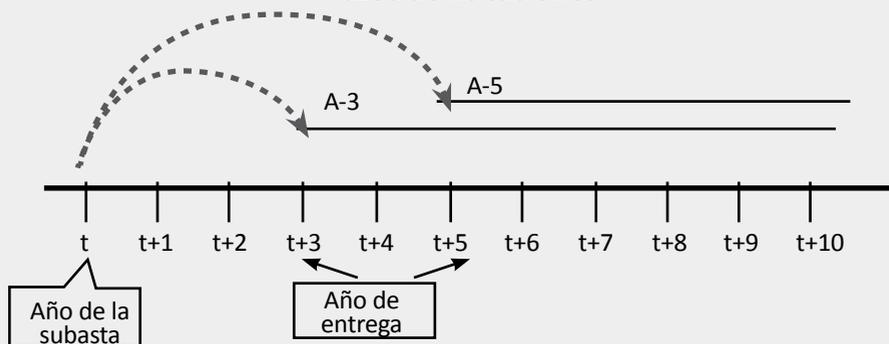
La reforma introduce la obligación para las empresas de distribución de abastecer la demanda esperada de sus consumidores con tres años de antelación, la firma de los contratos (que pueden ser con plantas existentes y nuevas) deben tener una duración superior a cinco años para el 75% de la demanda. De forma opcional pueden

Cuadro 4-5
Plazos de licitaciones

Tipo	Plazo contractual	Cantidad a contratar	Convocatoria	Objetivo
Largo plazo	Entre 5 y 20 años	hasta 100%	Anticipada de al menos 3 años	Servir herramienta de promoción de inversiones
	Hasta 5 años	hasta 25%		

Fuente y elaboración: Osinergmin

Ilustración 4-16
Plazos de licitaciones



Fuente y elaboración: Osinergmin

participar usuarios libres. Incluso si el esquema es completamente descentralizado, se aplica un fuerte control regulador sobre las subastas. Los contratos tienen horizontes de cinco a 20 años, existiendo limitaciones para la contratación según plazos. El formato de la subasta y las fórmulas de indexación deben ser aprobadas por el regulador, que también establece un precio máximo de reserva para cada subasta.

Precios firmes

El resultado son contratos a mediano y largo plazo, donde se establecen los Precios Firmes, que incluyen los precios de energía y potencia que regirán durante el periodo contractual con sus respectivos mecanismos de actualización. El Precio Firme y el plazo contractual no pueden ser modificados por acuerdo de las partes a lo largo de la vigencia del contrato, salvo sea con autorización previa de Osinergmin. Es obligación de la distribuidora iniciar un proceso de licitación con una anticipación mínima de tres años, a fin de evitar que la demanda de sus usuarios regulados quede sin cobertura de contratos.

La finalidad de las licitaciones es brindar a las empresas de generación una señal a largo plazo para determinar sus decisiones de inversión, así como brindar seguridad al suministro eléctrico de los usuarios regulados. Osinergmin participa en el proceso de licitación mediante la aprobación de las bases del concurso (que incluyen los modelos de contrato)¹¹, supervisión de la libre competencia en el proceso de licitación y también en la determinación de un precio tope para la energía a contratarse.

Precios en barra

Este precio se determina cada año mediante un procedimiento administrativo establecido por Osinergmin y corresponde a la suma de los precios básicos de energía, potencia y peaje de transmisión. Los precios en barra, antes de ser aprobados, deben ser comparados previamente con el promedio

ponderado de los precios de las licitaciones convocadas por las empresas distribuidoras al amparo de la Ley N° 28832. Si la diferencia entre ambos resulta menor a 10%, entonces el precio en barra es aprobado; pero si la diferencia es mayor, se debe ajustar el precio básico de la energía hasta alcanzar como máximo una diferencia de 10%. En la **ilustración 4-17** se muestran los componentes del Precio en Barra.

Precio básico de energía. Remunera los costos variables de las centrales de generación eléctrica (los que dependen de la cantidad de energía que produzca) y se calcula para cada una de las barras del SEIN como el resultado del promedio ponderado de los precios marginales futuros, utilizando para este cálculo el modelo Perseo. El sistema de precios así calculado permite suavizar la volatilidad



de los costos marginales y brindar una señal estable de precios a mediano plazo, ya que no solo considera los precios spot actuales, sino también los futuros. En la ilustración 4-18 se aprecia de manera esquemática el proceso de cálculo del precio básico de energía.

Precio básico de potencia. Es un pago que permite a las generadoras recuperar los costos de inversión, operación y mantenimiento de sus unidades de generación. Su cálculo se realiza teniendo en cuenta una unidad turbogás operada con diésel, considerada la más económica para abastecer el incremento de pedidos en las horas de máxima demanda anual. El precio se expresa en unidades de capacidad (precio por MW adicional) y está conformado por la anualidad de la inversión de la unidad turbogás y los costos fijos anuales de operación y mantenimiento.

Precios de usuarios libres y regulados. Los usuarios regulados están sujetos a la regulación de precios, mientras que los usuarios libres pueden negociar libremente sus contratos con las distribuidoras y las centrales de generación.

Ilustración 4-17
Composición de los precios en barra¹²

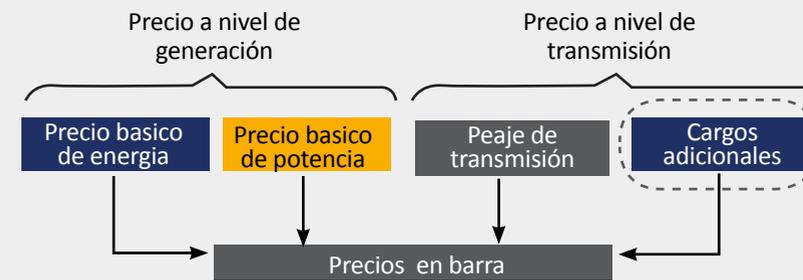
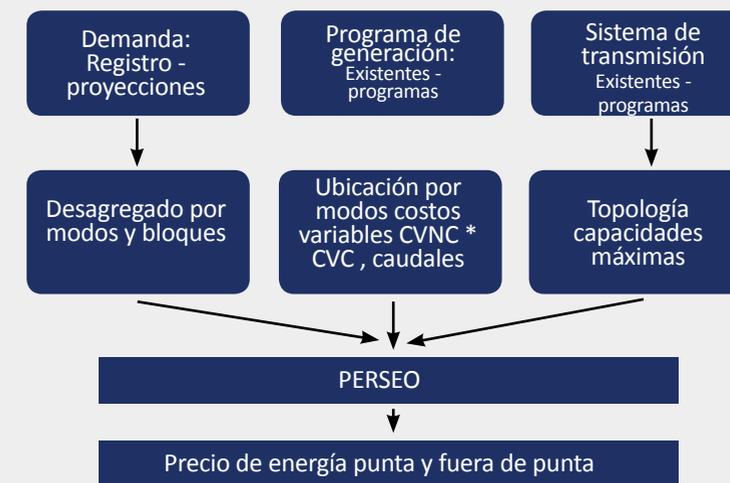
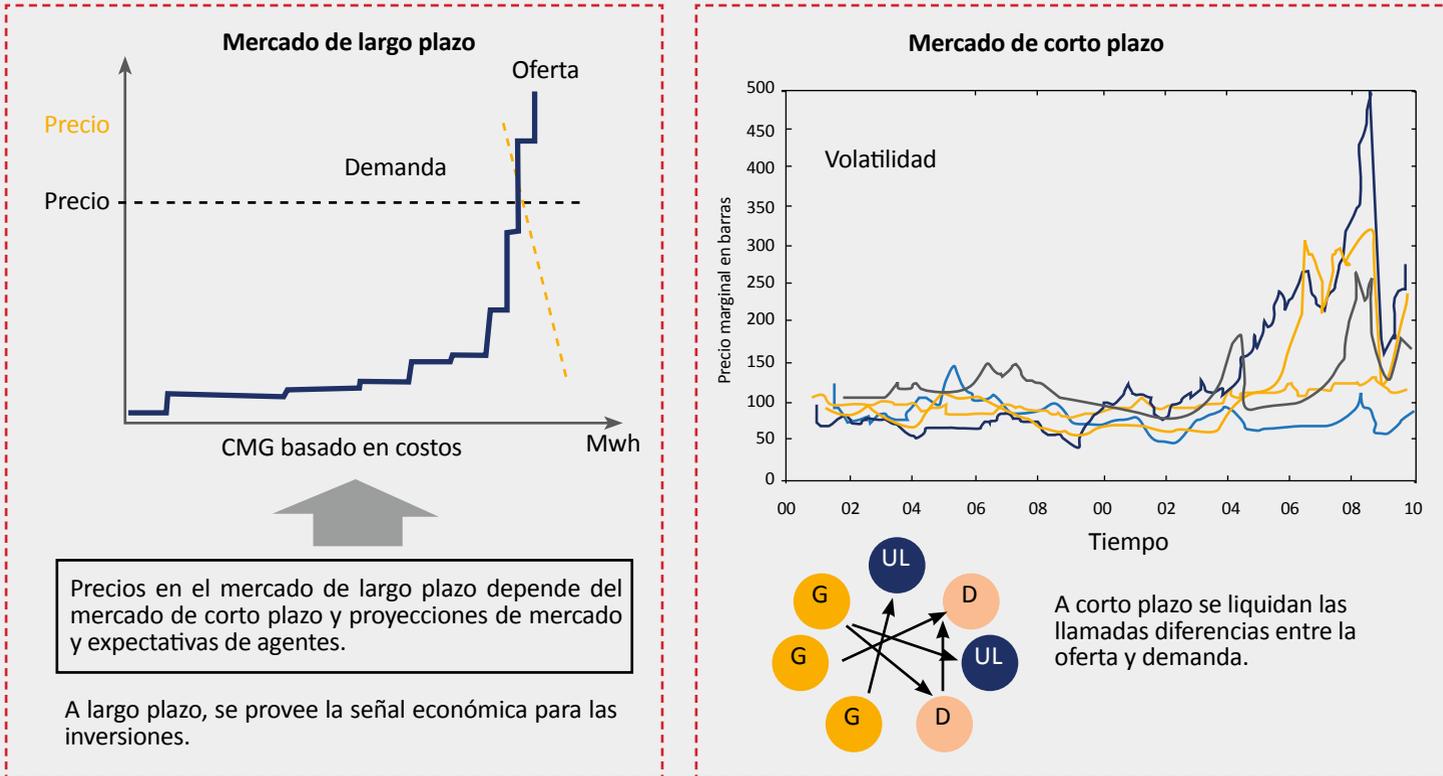


Ilustración 4-18
Cálculo de precio básico de energía



Fuente y elaboración: GRT - Osinergmin.

Ilustración 4-19
Mercado de corto y largo plazo



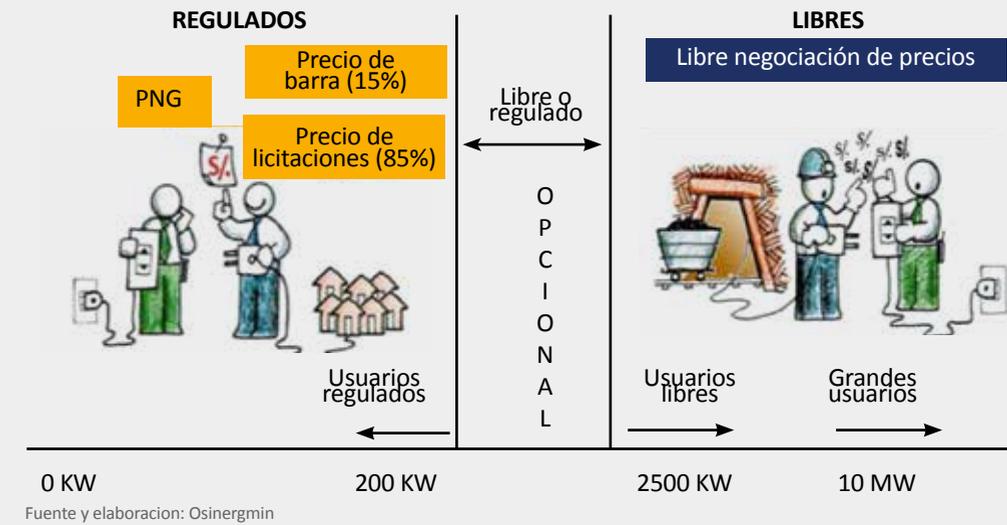
Fuente y elaboración: Osinermin



Fuente: Gerencia de Comunicaciones y Relaciones Interinstitucionales-Osinermin.

En la **ilustración 4-19** se aprecia la interacción entre los mercados de corto y largo plazo. El mercado de corto plazo presenta una alta variabilidad en los precios, donde se tiene que equilibrar la oferta y la demanda en todo momento. Por su parte, el mercado de corto plazo influye en el mercado de largo plazo al dar las señales para la inversión en instalaciones.

Ilustración 4-20
Precios de usuarios libres y regulados

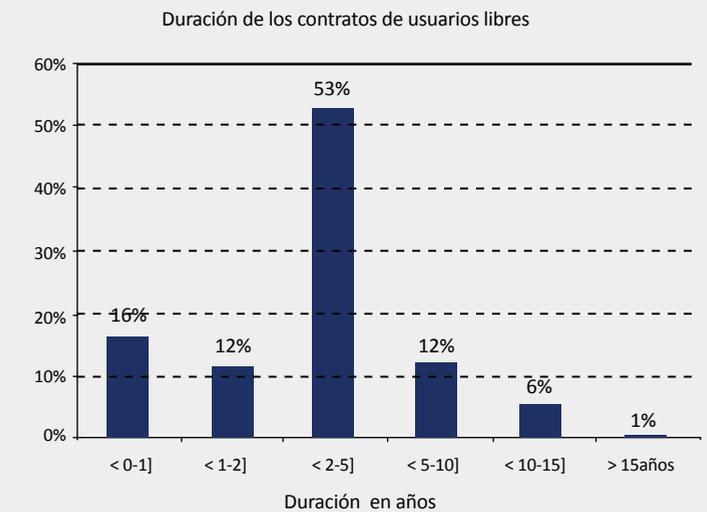


La mayor parte de los contratos de los usuarios libres tiene un periodo de duración de entre dos y cinco años.

b) Precios de transmisión

El precio de transmisión es un cargo cobrado por el uso de las redes que hace posible el transporte de la energía producida por los generadores hasta los usuarios finales. En el caso de la electricidad, los cambios formulados por la Ley N° 28832 introdujeron ligeras modificaciones en la remuneración de la actividad de transmisión eléctrica. En la LCE, las redes o líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) solo se dividían en un Sistema Principal de Transmisión (SPT) y un Sistema Secundario de Transmisión (SST), lo cual cambió a partir de la Ley N° 28832 (ver **recuadro 4-8**). A partir de dicha Ley se introdujo el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). En las siguientes líneas se describirá el pago de cada una de ellas.

Gráfico 4-10
Duración de los contratos de usuarios libres



Fuente y elaboración: Osinermin.

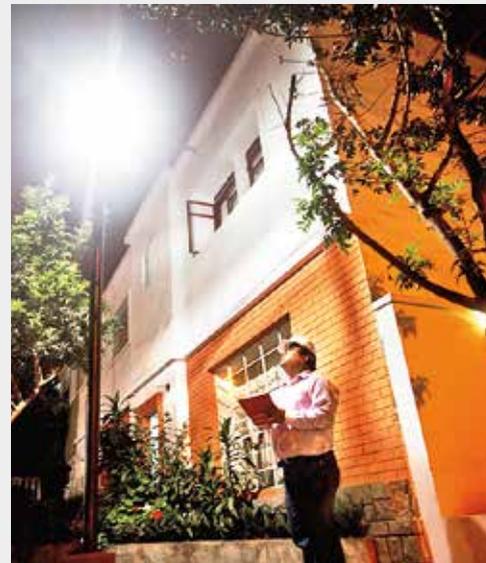
Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica

La Ley N° 28832 introdujo la planificación del Sistema de Transmisión con el objetivo de incrementar las inversiones en transmisión eléctrica. Para ello se establecieron dos procesos de expansión de la red: i) el plan de transmisión y ii) el plan de inversiones. Asimismo, la Ley añadió dos nuevos sistemas de transmisión: el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT).

El plan de transmisión es elaborado por el COES cada dos años y aprobado por el MEM, previa opinión de Osinergrmin. Las instalaciones incluidas en el plan de transmisión, que son adjudicadas mediante un proceso de licitación mediante una APP, forman parte del SGT. Adicionalmente, la Ley N° 28832 estableció que cualquier instalación que inicie operaciones formará parte de uno de los nuevos sistemas de transmisión (SGT y SCT). De esta

forma, el SCT comprende aquellas instalaciones construidas por iniciativa de los agentes que se encuentran o no en el plan de transmisión (ver **ilustraciones 4-21 y 4-22**). Es importante señalar que Osinergrmin verifica el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el MEM para la elaboración y actualización del plan de transmisión.

Por otro lado, el plan de inversiones es elaborado cada cuatro años por los propios concesionarios de las instalaciones de transmisión que atienden exclusivamente a la demanda. Las instalaciones que forman parte del plan de inversión pertenecen al SCT. Asimismo, los criterios y procedimientos para su elaboración han sido definidos por Osinergrmin en la Resolución Osinergrmin N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, siendo Osinergrmin el encargado de aprobar el plan.



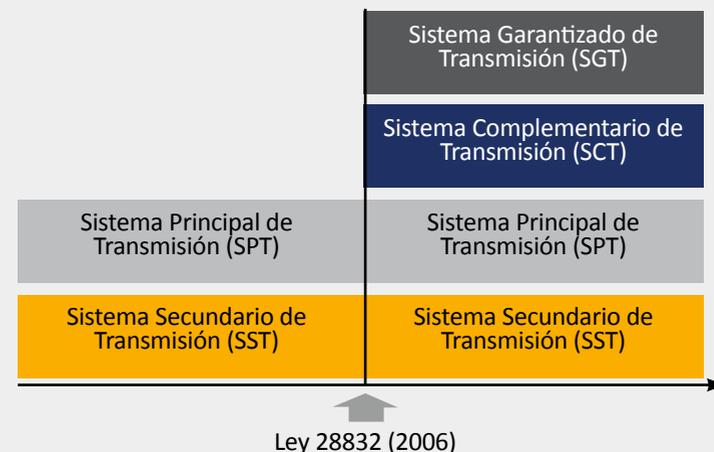
Fuente: Gerencia de Comunicaciones y Relaciones Interinstitucionales-Osinergrmin.

Ilustración 4-21
Esquema del Plan de Transmisión



Fuente y elaboración: Osinergrmin

Ilustración 4-22
Clasificación de las redes de transmisión



Fuente y elaboración: Osinergrmin.

Marco de Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público-Privadas y Proyectos en Activos - Decreto Legislativo N° 1224

Las Asociaciones Público-Privadas (APP) son proyectos que vinculan al sector público y los inversionistas privados bajo las formas de asociaciones a largo plazo, con el propósito de permitir al Estado la prestación de servicios públicos con altos niveles de calidad, valiéndose de la iniciativa, la capacidad económica y la experiencia del sector privado en la creación de infraestructura y en la prestación de servicios. Una característica importante de los esquemas de APP consiste en la adecuada asignación de riesgos a aquella parte con mayor capacidad para administrarlo a un menor costo.

Se puede acceder a una APP, ya sea por iniciativa estatal o por iniciativa privada, dependiendo de si el origen del proyecto se produce en el sector público o en el sector privado. A su vez, las APP pueden clasificarse en autosostenibles o cofinanciadas, dependiendo de si requieren o no del cofinanciamiento u otorgamiento de garantías por parte del Estado.

Licitaciones para los sistemas de transmisión

Las APP se pueden ejecutar bajo la modalidad de concesión, contrato de gerencia, joint venture u otra permitida por la ley, siendo la modalidad más utilizada los contratos de concesión. En el sector eléctrico, conforme a la Ley N° 28832, el MEM o ProInversión, bajo delegación de este último, debe convocar a licitaciones para la concesión de los sistemas de transmisión. Considerando que el objetivo de estos procesos es licitar las líneas de transmisión necesarias al menor costo posible, la licitación se adjudica a aquella empresa que cumpla con este requisito. El costo de inversión con el que se adjudica la licitación a la empresa de transmisión (valor histórico) será utilizado por Osinergrmin en el reconocimiento de su remuneración (Dammert et al., 2008) (ver **acápito A.4-2 del anexo digital** para mayor información sobre las normas generales de promoción de la inversión).

Promoción de las inversiones en el sector eléctrico

Desde la publicación de la Ley de Concesiones Eléctricas el Estado ha publicado diferentes normas complementarias a fin de promover la inversión eléctrica y garantizar la seguridad energética en el país. Estas normas generan un marco normativo adecuado y transparente para la promoción de las inversiones. Los inversionistas, tienen el derecho a celebrar contratos de estabilidad jurídica y tributaria, y de ser necesario, pueden viabilizar la implementación de proyectos bajo la modalidad de asociación público – privada. A continuación se muestran las normas que promueven las inversiones en el sector eléctrico:

- **Decreto Ley N° 25844 (noviembre 1992).** Ley de Concesiones Eléctricas, principal norma que rige las actividades y negocios del sector eléctrico: generación, transmisión y distribución.
- **Ley N° 28832 (julio 2006).** Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Ley que perfecciona las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas.
- **Ley N° 28876 (agosto 2006).** Establece la recuperación anticipada del impuesto general a las ventas de electricidad en empresas que utilizan recursos hidráulicos y energías renovables.
- **Decreto Legislativo N° 1002 (mayo de 2008).** Dispone la promoción de la inversión mediante la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Esta norma concede ventajas competitivas a los proyectos de generación con energías renovables.
- **Decreto Legislativo N° 1041 (junio de 2008).** Modifica diversas normas del marco normativo eléctrico, que promueve el uso eficiente del gas natural.
- **Decreto Legislativo N° 1058 (junio de 2008).** Promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables. Esta norma establece el beneficio de la depreciación acelerada, hasta de 20% anual, para la inversión en proyectos hidroeléctricos y otros recursos renovables
- **Resolución Ministerial N° 175-2009/MEM-DM (abril 2009).** Aprueba el factor de descuento que beneficia a proyectos hidroeléctricos para la oferta económica de licitaciones de suministro.
- **Decreto Supremo N° 027-2007-EM (mayo 2007) y DS N°010-2010-EM (febrero 2010).** Normas que promueven la inversión en transmisión.
- **Resolución Ministerial N° 523-2010-MEM-DM (diciembre 2010).** Sistemas fotovoltaicos para los usuarios de sistemas eléctricos rurales aislados.
- **Decreto Legislativo N° 1224 (setiembre 2015).** Dispone la promoción de la inversión privada mediante asociaciones público privadas y proyectos en activos.

Fuentes: Diario Oficial El Peruano y MEM. Elaboración: GPAE- Osinergrmin.

La transmisión de electricidad se divide en redes principales y secundarias. La transmisión principal representa las redes troncales que sirven para unir grandes centros de producción y consumo, y su remuneración es asumida por todos los usuarios del servicio eléctrico. La transmisión secundaria se remunera mediante peajes secundarios de transmisión. Este costo es asumido por aquellos usuarios que utilizan dicho sistema. De la planificación surgen los proyectos de líneas de transmisión que deben construirse en el sistema (SGT) y aquellos que son de iniciativa por agentes interesados (SCT). La Ley N° 28832 introdujo un esquema planificado de expansión de las redes de transmisión eléctrica mediante la aprobación de un Plan de Transmisión propuesto por el COES y aprobado por parte del MEM¹³.

Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Garantizado de Transmisión (SGT)

La remuneración del SPT contempla los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento. Los costos de inversión se convierten en anualidades (anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo "aVNR"), considerando un valor de reemplazo al final del periodo, usualmente 30 años, descontado a una tasa de 12% (según el

Artículo 79 de la LCE). El costo total anual eficiente reconocido por Osinergmin está conformado por la anualidad de las inversiones (aVNR) y los costos estándares eficientes de operación y mantenimiento (COyM).

En el **recuadro 1-7 del capítulo 1** se describió cómo los costos de generación, las pérdidas de energía y la congestión originaban diferencias de precios en cada nodo del sistema. Los precios nodales se definen como los costos marginales para satisfacer un incremento de demanda en determinado nodo (ver **ilustración 4-23**).

Así, la tarificación marginal de la transmisión se basa en la remuneración de las infraestructuras en función a la diferencia de precios entre los nodos del sistema, realizada por los generadores. El pago de los generadores constituye el Ingreso Tarifario (IT), valorizándose la entrega y el retiro de energía y potencia con distintos precios en los nodos del sistema. Luego se determinan los ingresos tarifarios por energía y potencia. Estos pagos y reconocimiento de costos son realizados, normalmente, en el mercado mayorista por el operador del sistema eléctrico.

Debido a los importantes costos fijos, la tarificación marginal solo permite recuperar

Ilustración 4-23
Precios nodales

$$\text{Precio nodal} = \text{Costo marginal de generación} + \text{Costo marginal de pérdidas} + \text{Costo marginal de congestión}$$

Fuente y elaboración: Osinergmin

alrededor de un tercio de los costos de transmisión, siendo necesario un peaje adicional, el cual es remunerado por los usuarios del sistema.

En el caso del SGT, el costo del servicio se fija por medio de licitaciones en las cuales se paga el costo de inversión, operación y mantenimiento para un periodo de hasta 30 años solicitado por los postores ganadores, pasado el cual se transfiere a otro operador. Se reconoce el valor remanente asociado, principalmente, a los refuerzos que se hayan tenido que hacer y el costo de operación y mantenimiento por el tiempo que dure la instalación.

Sistema Secundario de Transmisión (SST) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT)

La remuneración del SST y del SCT se da bajo los mismos criterios. Las tarifas se fijan de acuerdo a costos eficientes, determinándose un Costo Medio Anual (CMea). El CMea es igual a la anualidad de la inversión, el COyM y el costo anual por la pérdida de energía y potencia.

El Sistema Complementario de Transmisión surge de acuerdo a las necesidades específicas de los generadores, distribuidores y grandes usuarios. El SCT se determina por negociación cuando están destinadas a transmitir la energía de los generadores o proporcionarla a usuarios libres que hayan previamente efectuado contratos con las entidades que construyeron las líneas. Sin embargo, en caso sean utilizados por terceros se fijan con los mismos criterios que el SST.

La retribución de estas líneas son asumidas por los agentes que las utilizan (generadores o demanda). Se pueden identificar tres casos:

- Las instalaciones destinadas a transportar electricidad proveniente de centrales de generación hasta el SPT o SGT son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores, los cuales

pagan una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las instalaciones.

- Las instalaciones destinadas a transportar electricidad desde el SPT o SGT hacia una concesionaria de distribución o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente, la cual paga el 100% del Costo Medio anual de las instalaciones.

- Sistema de Generación/Demanda: Osinergmin define la asignación de compensaciones a la generación o la demanda o en forma compartida entre la demanda y la generación, para lo cual toma en consideración el uso o beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y usuarios.

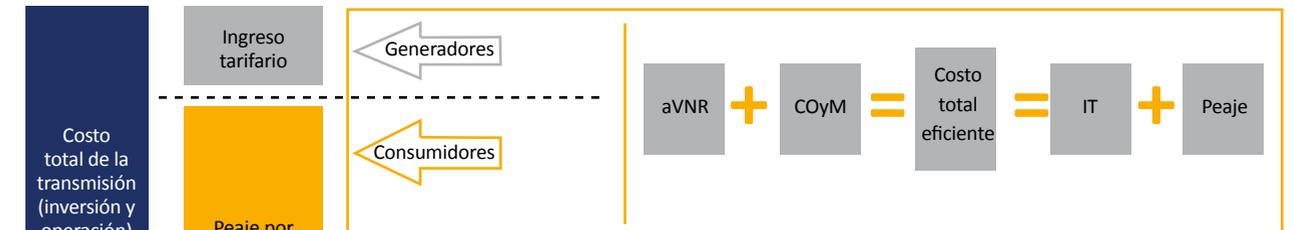
En el caso de los pagos del SST y SCT atribuibles total o parcialmente a la generación, el monto que pagan los generadores se determina mediante un criterio de uso¹⁴ basado en parámetros objetivos (energía generada e impedancia). Por otra parte, en el caso de los SST atribuibles total o parcialmente a la demanda, se realiza una clasificación de áreas de demanda (15 en todo el país) en base a criterios geográficos. Para cada área de demanda y nivel de tensión se establece un único peaje, tanto para usuarios libres como regulados (*Postage Stamp Rate*).

Así, tomando en cuenta lo mencionado para los precios cobrados por transmisión y los otros conceptos cobrados, el precio promedio de transmisión, en agosto de 2016, representó

21.3% de la tarifa eléctrica residencial (BT5B), el cual estuvo compuesto por factores correspondientes a la transmisión propiamente dicha (39.9%) y a otros conceptos cobrados (60.1%), como se muestra en la **ilustración 4-25**.

Los otros conceptos cobrados en la transmisión principal han sido el efecto de la política energética del Estado para garantizar la seguridad en la seguridad eléctrica (Gaseoducto Sur Peruano, Nodo Energético del Sur, Reserva Fría de Generación), así como la promoción de energías renovables, entre otras. Los precios de transmisión se actualizan cada cierto tiempo debido a la influencia de las variaciones de factores tales como el tipo de cambio del dólar y la inflación.

Ilustración 4-24
Repartición del costo de las líneas principales de transmisión

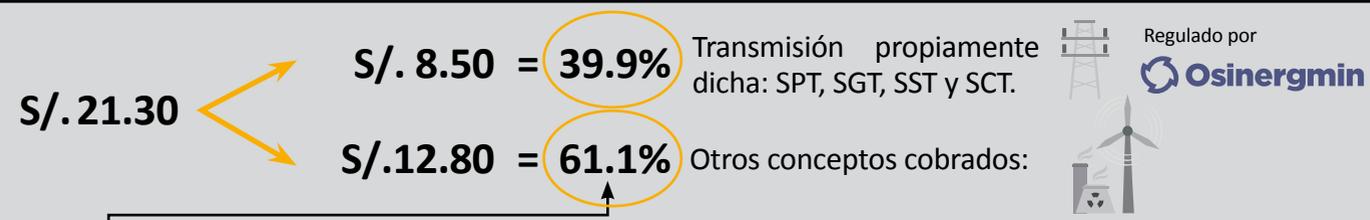


Fuente y elaboración: Osinergmin.



Ilustración 4-25 Composición de los precios de transmisión eléctrica, agosto 2016

Por cada recibo de luz de S/. 100.00 corresponden S/. 21.30 (21.3%) a precios de generación.



20.6%	Energías renovables	
11.4%	Reserva fría Costo por tener máquinas de generación para cualquier contingencia.	
10.0%	Suministros de emergencia y sobrecostos de generación Variable que excede al costo marginal.	
13.2%	Gasoducto y poliducto de seguridad Ducto de reserva para cualquier contingencia. + Gasoducto sur peruano Ducto proyectado en regiones de Cusco, Arequipa y Moquegua.	
3.1%	Nodo energético del sur Generadoras de gas natural y diesel en Mollendo e Ilo.	
1.8%	FISE (Fondo de inclusión social energético) Aporte para efectuar el descuento en costo del balón de GLP, promover la electrificación rural y la masificación del gas natural.	
0.0%	Mandatos judiciales Costo ordenado por Poder Judicial ante requerimiento de operación.	

- 9.9% Cargo variable que excede al costo marginal.
- 0.0% Cargo por generación adicional (Pucallpa).
- 0.1% Cargo por confiabilidad en el suministro (Pucallpa, Puerto Maldonado, Iquitos y Ayacucho).
- 10.7% Gasoducto y poliducto de seguridad
- 2.5% Gasoducto Sur Peruano (GSP)
- 3.1% Mollendo (Central térmica Puerto Bravo -600 MW, desde junio 2016)
- 0.0% Ilo (Central térmica 600 MW en construcción)

Fuente y elaboración: Osinerghmin.

c) Precios de distribución

y comercialización

El precio de la actividad de distribución eléctrica está regulado por Osinerghmin¹⁵. Se determina mediante una empresa modelo eficiente cada cuatro años y se remunera vía el VAD (**ver ecuación 4-2**); mientras que el precio de la comercialización es un cargo fijo que remunera los gastos incurridos en la lectura del medidor y factura (procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo, entre otros).

Valor Agregado de Distribución (VAD)

El VAD es un costo total anual que está compuesto por: i) costos asociados al usuario, independientemente de su demanda de potencia y energía; ii) pérdidas estándar de distribución en potencia y energía; iii) costos estándar de inversión, operación y

mantenimiento asociado a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

a) Costos asociados al usuario (cargo fijo)

Se denominan cargos fijos a aquellos que cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

b) Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR)

El VNR es el costo de renovar los bienes físicos y obras necesarias para la instalación del sistema de distribución a precios y tecnologías actuales, con lo cual no reconoce los costos en los que ha incurrido el concesionario a la hora de instalar el sistema, sino los costos actuales de instalar

un sistema con la tecnología actual, donde queda evidente que bajo este esquema, el riesgo de obsolescencia de la infraestructura la asume el distribuidor¹⁶. Como el costo de renovación es distinto para instalaciones de baja y media tensión, se calcula un VNR para cada nivel de tensión. La aVNR es una renta anual que remunera el valor de una inversión a la tasa de descuento de 12% fijada por la LCE y un periodo de recuperación del capital equivalente a 30 años.

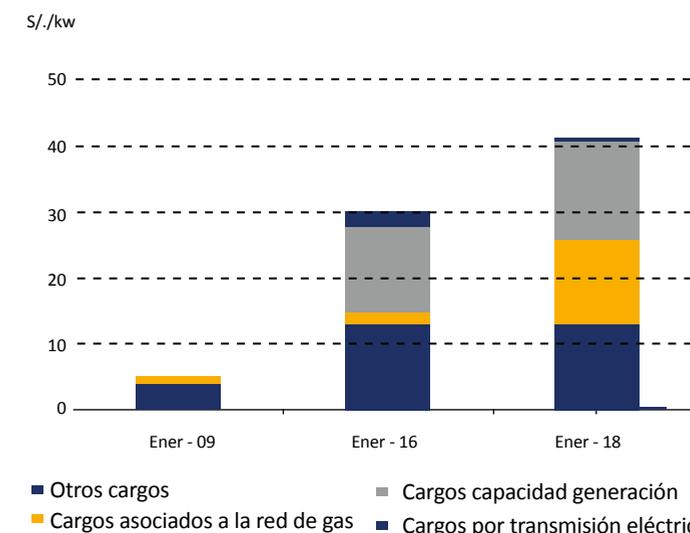
c) Costo estándar de operación y mantenimiento (COyM)

Son las tarifas asociadas al funcionamiento de las redes. Se denomina estándar porque los considerados en el cálculo corresponden a costos eficientes. Este costo es calculado por Osinerghmin como un porcentaje del costo de inversión. Como los costos son distintos para redes de baja y media tensión, existe un costo estándar de operación y mantenimiento para cada nivel.

Así, los COyM se reconocen mediante el VAD en media tensión (VADMT) y el VAD en baja tensión (VADBT). A esto se le añade una diferencia: "sectores típicos", y es que a lo largo del país las características de la carga o demanda son distintas, y esto conlleva a particularidades técnicas también diferentes. Entonces, el VAD que se le debe reconocer al concesionario es un promedio ponderado del VAD en baja y media tensión y del sector típico al cual pertenezcan sus instalaciones (para más detalles ver el **acápito A.4-3 del anexo digital**).

El Decreto Legislativo N° 1221 modificó la LCE en aspectos relacionados con la distribución, tales como la modificación del cálculo del VAD, que ahora calculará cada empresa de

Gráfico 4-11
Evolución del peaje de conexión principal



Fuente y elaboración: GPAE - Osinerghmin

forma individual para las distribuidoras que tengan más de 50 000 suministros.

d) Pérdida estándar de energía y potencia

Son las pérdidas que se consideran en la tarifa y se producen en la operación eficiente de las redes de distribución, sea de baja o media tensión, como producto de la resistencia propia de los conductores (pérdidas técnicas); es decir, son pérdidas de potencia y energía inherentes a las instalaciones de distribución eléctrica y que se reconocen mediante Factores de Expansión de Pérdidas.

Así el VAD en media y baja tensión quedaría expresado como se muestra en la ecuación (4-2):

$$VAD = \frac{aVNR + COyM}{Dm} \quad (4-2)$$

donde: aVNR: Anualidad del Valor Nuevo de

Reemplazo (VNR) (costos estándar de inversión).

COyM: Costos estándar de operación y mantenimiento.

Dm: Demanda máxima del sistema de distribución eléctrica.

Así, en agosto de 2016, el precio promedio de distribución para la opción tarifaria residencial (BT5B) representó el 29.2% del precio total, del cual el 74% fue por inversiones y el 26% por los COyM, tal como se muestra en la **ilustración 4-26**.

4.4. ACCESO UNIVERSAL

El VAD incorpora un cargo asociado al desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética en los sistemas de distribución, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.

Ilustración 4-26
Composición de los precios de distribución eléctrica, agosto 2016

Por cada recibo de luz de S/. 100.00 corresponden S/. 29.20 (29.5%) a precios de distribución.



Fuente y elaboración: Osinergmin.

Reforma del sector distribución

RECUADRO 4-11

Recientemente ha dado un cambio significativo en la regulación de la distribución eléctrica mediante el Decreto Legislativo N° 1221 de 2015. Los cambios más importantes son la fijación del VAD por empresa (reemplazando el yardstick por sector típico) en aquellas empresas que brinden el servicio a más de 50 000 suministros. Asimismo, el VAD incorpora un cargo asociado al desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética en los sistemas de distribución, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales. Dichos proyectos son propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por Osinergmin para garantizar la rentabilidad de los mismos durante su vida útil. De igual forma, se adiciona un componente tarifario denominado Factor-Q, el cual actuará como un incentivo para la mejora en la calidad de la distribución eléctrica. Si la empresa ofrece una mayor calidad a la establecida por el regulador, recibirá un incentivo monetario, aplicándose el caso contrario.

Finalmente, con el objetivo de ampliar la cobertura del servicio eléctrico se crearon, en agosto de 2016, las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT)¹⁷. Así, las empresas distribuidoras tendrán la preferencia para realizar las inversiones de ampliación de la red. Asimismo, los gobiernos subnacionales (regionales y locales) deberán pedir los permisos correspondientes para realizar inversiones en las zonas donde las empresas distribuidoras actualmente no tienen un área concesionada, pero que estarán bajo el ámbito de su ZRT (ver **ilustración 4-27**).

En los últimos años, la reducción del número de hogares que se encuentran en situación de pobreza energética se ha convertido en uno de los retos más importantes de energía para nuestro país. En ese sentido, el Estado peruano ha realizado una serie de políticas para hacer frente a la pobreza energética mediante la identificación de instrumentos adecuados que logren brindar acceso a la energía a toda la población. En las siguientes líneas, se explicarán las políticas más importantes en esta materia y sobre las cuales Osinergmin tiene acción.

Electrificación rural

La electrificación rural en el Perú se caracteriza por la lejanía y poca accesibilidad, por un consumo unitario reducido, poblaciones y viviendas dispersas y de bajo poder adquisitivo, entre otros, resultando poco atractiva la inversión privada en proyectos de

electrificación rural. Por esa razón, se requiere la participación del Estado.

En 2006 se introdujo en el Perú la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, con el objeto de establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país. Este es financiado mediante un cargo a las tarifas eléctricas y fondos públicos para cubrir los costos de inversión en electrificación rural, caracterizándose como un mecanismo de subsidio "intrasectorial".

Asimismo, el Plan de Electrificación Rural elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) mediante la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), concuerda con la política de inclusión social impulsada por el Gobierno. Así, en la última sección del **capítulo 7**

se evidencia la mejora en acceso rural al servicio eléctrico y en el **capítulo 9** puede revisarse las inversiones y metas del Plan Nacional de Electrificación Rural para el periodo 2016-2025.

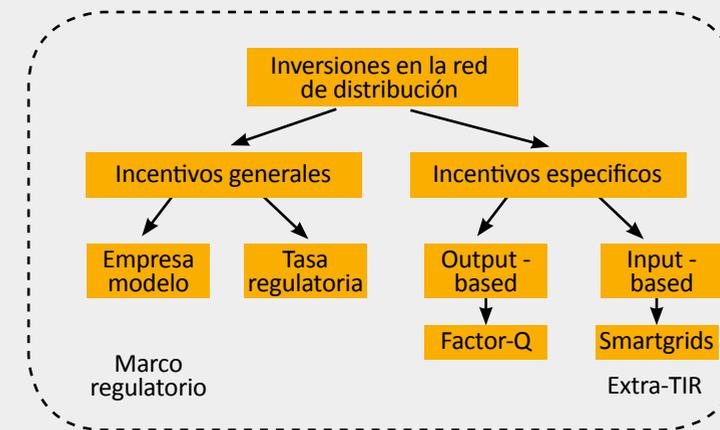
En 2015 se promulgó el Decreto Legislativo N° 1207, Decreto Legislativo que modifica la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural. Uno de los cambios más significativos fue la ampliación de la definición de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), el cual en un inicio solo hacía mención a los sistemas eléctricos de distribución. Ahora se incluye también a los sistemas eléctricos de transmisión, facilitando la conexión de las localidades más cercanas a las redes ya existentes.

Otra modificación importante es la ampliación del alcance y el destino de los recursos señalados en el Artículo 9° de la LGER, siendo ahora también utilizados para la realización de conexiones eléctricas domiciliarias y otras destinadas al uso productivo de la electricidad, favoreciendo el acceso al servicio del poblador y mejorando las oportunidades de desarrollo como individuo y en comunidad. Con relación a la tarifa rural, se creó un nuevo sector típico denominado Sistema Eléctrico Rural (SER) y se incorporaron los criterios para el cálculo del VAD del SER, sujeto a un valor máximo establecido por Osinergmin.

Decreto Legislativo N° 1221

La mencionada norma, que busca la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, modificó la LCE sobre aspectos relacionados a la distribución entre los cuales se encuentra la modificación del cálculo del VAD y se incorporaron factores tarifarios para incentivar la innovación tecnológica y la calidad del suministro eléctrico.

Ilustración 4-27
Marco de la regulación de distribución eléctrica



Fuente y elaboración: Osinergmin

Entre los cambios relacionados al desarrollo de la electrificación rural se encuentra la modificación del Artículo 30° de la LCE, mencionándose que además de la zona de concesión, el MEM determinará para cada empresa concesionaria de distribución una zona de responsabilidad técnica (ZRT). Esta comprende áreas definidas geográficamente para lograr el acceso al servicio eléctrico de todos los habitantes del país, las cuales preferentemente consideran el límite de las regiones donde opera el concesionario respectivo. De tal forma, los concesionarios deben priorizar la ejecución de proyectos de electrificación a realizarse dentro de las ZRT.

Antes de la promulgación del Decreto Legislativo N° 1221, tanto los gobiernos regionales como municipales realizaban los proyectos de electrificación en zonas no administradas por las concesionarias de distribución, proyectos que en muchos casos no cumplían con los requerimientos técnicos de construcción. Ahora, las redes rurales que no cumplan con los requerimientos de construcción y operación

establecidos en el Código Nacional de Electricidad, normas técnicas y otros, deberán ser saneadas por el Estado antes de ser entregadas a las empresas distribuidoras.

La ampliación de la cobertura eléctrica dentro de las ZRT se encuentra bajo el amparo de la Ley General de Electrificación Rural, siendo reconocidos los costos de operación y mantenimiento. Con ello, se busca dinamizar y motivar el desarrollo de las redes de distribución para ver incrementado el nivel de electrificación en el Perú, dando incentivo a las empresas concesionarias de permitir la conexión de más clientes.

Mecanismo de Compensación de los Sistemas Aislados

Mediante la Ley N° 28832 se estableció el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, el cual tiene por finalidad compensar una parte del diferencial entre los precios en barra de los SS.AA. y los precios

en barra del SEIN, reduciendo los costos del servicio eléctrico de ambos sistemas a partir de un subsidio cruzado, que va desde los consumidores del SEIN a los consumidores de los sistemas aislados.

Este mecanismo se sustenta en el sentido de que aquellas ciudades que están interconectadas al SEIN tienen bajos costos de acceso a electricidad en comparación a otras que generan electricidad mediante centrales térmicas a diésel. Este mecanismo permite compensar a las empresas que se encuentran aisladas por la reducción el precio de generación eléctrica que paga el usuario regulado (ver **ilustración 4-28**).

Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

En 2001, mediante la Ley N° 27510, se creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5B residencial con consumos mensuales de hasta 100 kWh.

El FOSE consiste en un esquema de subsidio cruzado. Se financia con un recargo en la facturación final de los usuarios a nivel nacional del SEIN cuyos consumos mensuales son mayores a 100 kWh. Este recargo permite financiar el FOSE sin afectar los recursos que requieren las empresas de electricidad para la prestación del servicio eléctrico ni los recursos del Tesoro Público, lo que ha hecho de este subsidio cruzado un mecanismo viable y sostenible desde su creación.

Asimismo, con la reciente aplicación del Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial se adecuaron los parámetros de aplicación del FOSE. Se han

reducido los descuentos establecidos en la Ley N° 27510 en el cargo de energía para los usuarios de los sistemas eléctricos Urbano-Rural y Rural de los sectores típicos 4, 5 y 6¹⁸, categorizados dentro de la opción tarifaria BT5B residencial, y cuyos consumos mensuales no exceden los 100 kWh (ver **cuadro 4-6**).

Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)

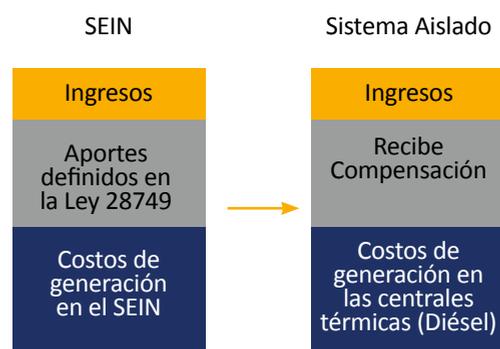
El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), creado mediante Ley N° 29852, tiene el propósito de llevar energía menos contaminante a las poblaciones más vulnerables del país por medio de:

- La masificación del gas natural para viviendas y vehículos.
- La ampliación de la frontera energética utilizando energías renovables.



Foto: Central Hidroeléctrica (reserva operativa de generación hidroeléctrica).

Ilustración 4-28
Operación del Mecanismo de Compensación



Fuente y elaboración: GPAE - Osinergmin

Cuadro 4-6
Factores de reducción tarifaria

Usuarios	Sector Típico	Consumo menor o igual a 30 kWh/mes	Consumo entre 30 kWh/mes y 100 kWh/mes
Sistema Interconectado	Urbano	25% del cargo por energía	7.5 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	50% del cargo por energía	15 kWh/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo por energía	15 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	77.5% del cargo por energía	23.25 kWh/mes por cargo de energía

Fuente y elaboración: Segunda disposición complementaria modificatoria del D.S. 027-216-EM. Decreto Supremo que reglamenta la Ley N° 30468, Ley que crea el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial.

- La promoción para el acceso a balones de gas doméstico (GLP) en los sectores vulnerables urbanos y rurales.
- El mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial.

El FISE se financia con i) los grandes consumidores de electricidad, ii) el servicio de transporte de gas natural (gas de Camisea) y iii) la producción e importación de combustibles. Además, también puede financiar proyectos energéticos adicionales promovidos por el MEM (ver **ilustración 4-29**).

Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER)

En junio de 2016 fue publicada la Ley N° 30468,

Ley que crea el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial, posteriormente reglamentada mediante Decreto Supremo N° 027-2016-EM, por el cual se modificaron los parámetros de aplicación del FOSE.

El objeto del MCTER es asegurar la competitividad de las tarifas eléctricas de los usuarios residenciales, independientemente de su ubicación geográfica y el sistema eléctrico al que pertenezcan (SEIN o SS.AA.), exceptuando de su aplicación los suministros atendidos mediante Sistemas Fotovoltaicos y sistemas similares con otros RER no convencionales.

El MCTER se aplica sobre la facturación de los usuarios residenciales de los sistemas eléctricos que tengan un cargo por energía mayor al Cargo

Ponderado Referencial Único de Energía¹⁹, logrando una misma tarifa para todos los usuarios residenciales a nivel nacional antes de la aplicación de los descuentos y recargos FOSE. Este mecanismo es financiado con los saldos disponibles del FISE, hasta un máximo de S/. 180 millones anuales sin afectarse los recursos del Tesoro Público.

La fijación de la metodología de aplicación tanto del FOSE como del MCTER se encuentra dentro de las facultades otorgadas a Osinergmin. En el caso del FOSE, Osinergmin está encargado de su administración mediante del cálculo de las transferencias entre las empresas aportantes y receptoras del fondo. Para el MCTER, Osinergmin aprobó mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 175-216-OS/CD el

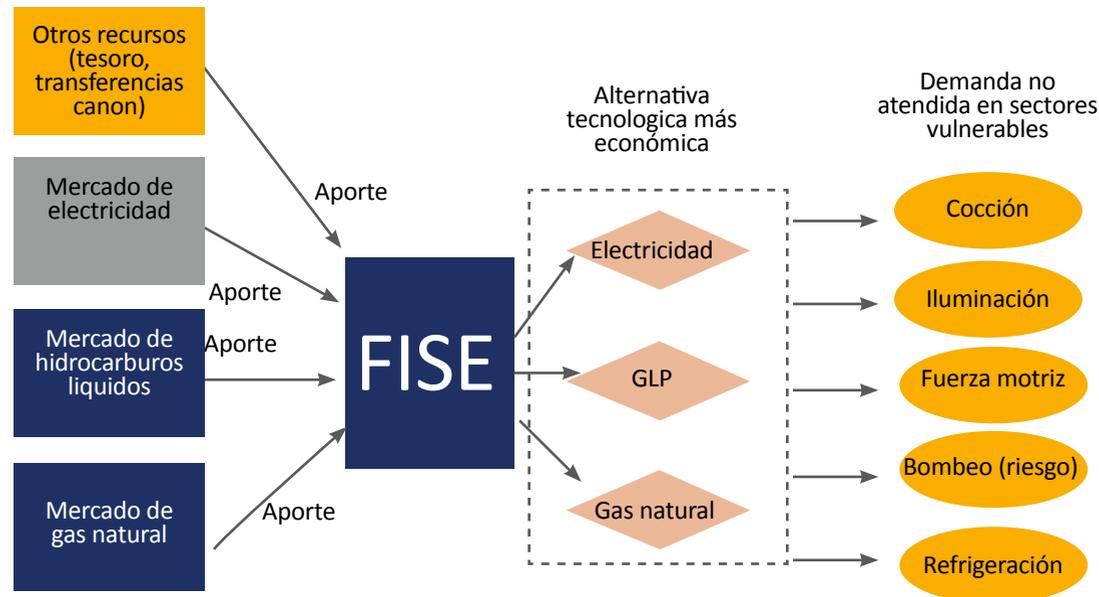
procedimiento para la aplicación del MCTER, estableciendo la metodología para determinar los valores del cargo fijo y el cargo de energía resultante de la aplicación del mecanismo de compensación, así como señalar los sistemas eléctricos a ser beneficiados.

El presente capítulo mostró el contexto institucional, normativo y regulatorio del sector de electricidad en el Perú. También el camino tomado por Osinergmin en línea con el “programa

país” de la OCDE y Perú: recomendaciones para mejores políticas públicas y el inicio del período de prueba en 2016, relacionado a la elaboración del Análisis de Impacto Regulatorio (RIA). Asimismo, dentro del contexto internacional, en lo que respecta all cuidado del ambiente y la mitigación de los gases de efecto invernadero (GEI), en el **capítulo 5** se muestran los resultados del Perú en cuanto a la meta establecido en el D.L. N 1002: tener hasta 5% de electricidad

generada con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales (RER).

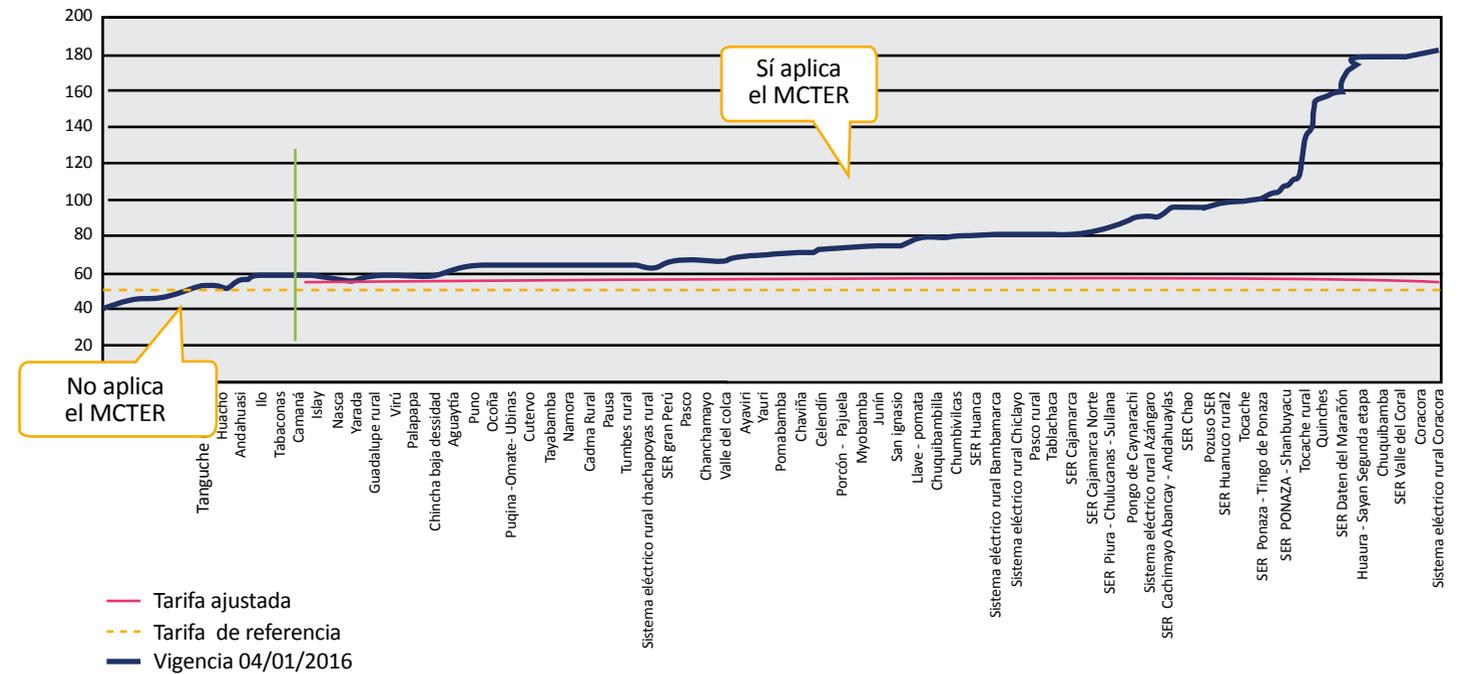
Ilustración 4-29
Diseño del Fondo Unificado de Acceso Universal a la Energía



Fuente: y elaboración: Vásquez, García, Quintanilla, Salvador y Orosco (2012).

Gráfico 4-12
Cargo por energía sin FOSE

Cargo por energía sin FOSE ctm. S/. / kwh



Fuente y elaboración: Osinergmin.



ANÁLISIS DEL IMPACTO REGULATORIO

Osinermin, como ente independiente, tiene el objetivo de convertirse en una agencia reguladora de clase mundial. Uno de sus más grandes desafíos es acercarse a los estándares de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) en materia de gobernanza regulatoria. Con ese propósito, viene implementando el Análisis de Impacto Regulatorio (RIA, por sus siglas en inglés).

El RIA es una herramienta que forma parte de un sistema de prácticas de las instituciones de la OCDE para mejorar el diseño y calidad de sus regulaciones. Se debe elaborar de tal manera que ofrezca una síntesis convincente, no-técnica, del problema que pretende resolver la propuesta regulatoria, que pueda ser entendida por un público amplio, que establezca claramente los objetivos y brinde opciones aplicables, y que muestre los costos y beneficios de estas alternativas.

El RIA permitirá mejorar la calidad de las normas que emite Osinermin en materia energética, incrementando su propuesta de valor para la sociedad. Asimismo, posicionaría a Osinermin como una organización innovadora y proactiva, incrementando la comunicación que mantiene con sus grupos de interés y proporcionando información para la rendición de cuentas sobre la política regulatoria que ejecuta. Esto, siempre mediante las consultas periódicas a los interesados durante el proceso de elaboración y aplicación.

Ing. Carlos Barreda Tamayo
Miembro del Consejo Directivo de Osinermin



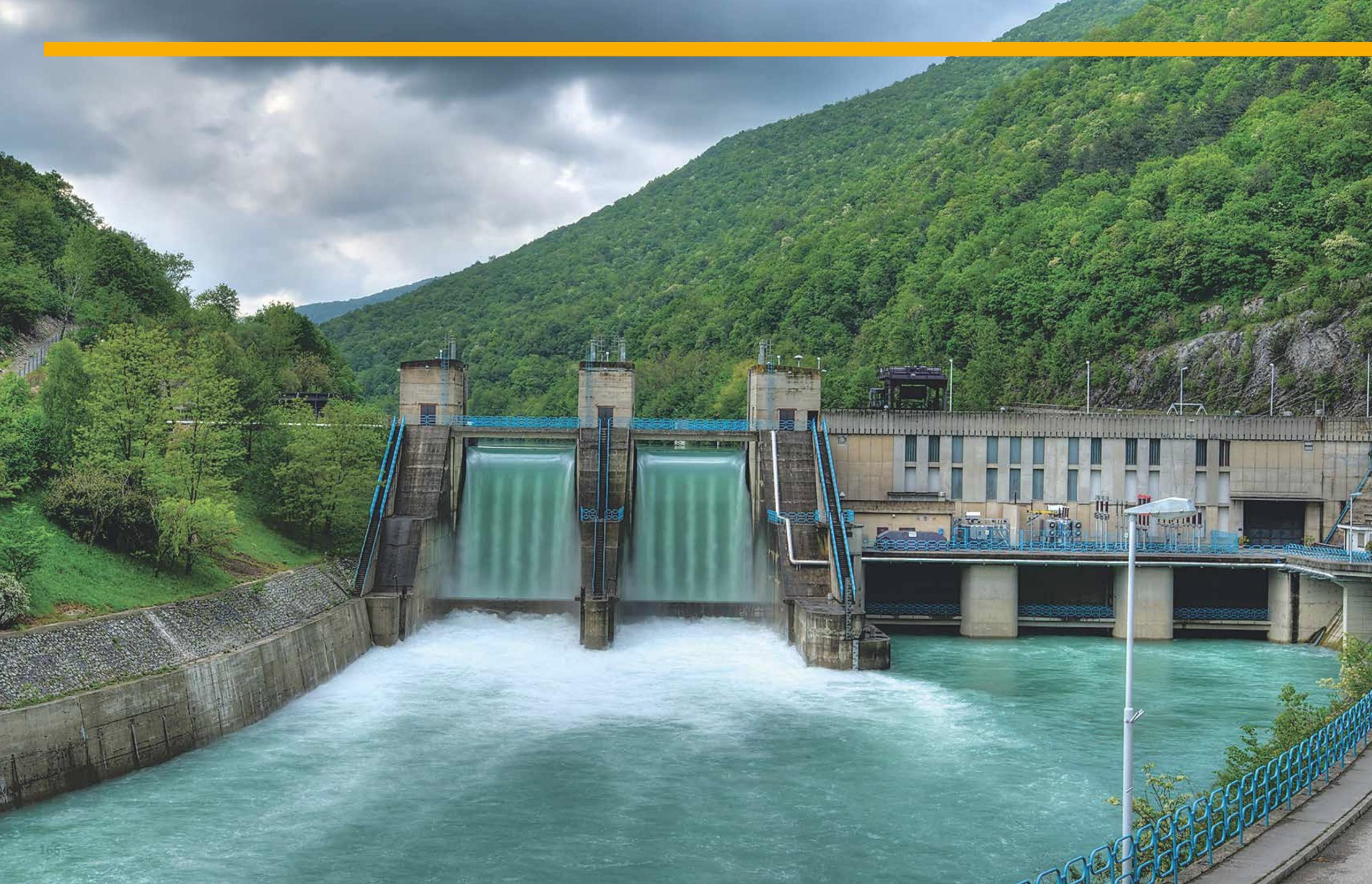


05

PERÚ

FUENTE DE ENERGÍA NATURAL

RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES



“ PERÚ, FUENTE DE ENERGÍA NATURAL

RECURSOS RENOVABLES

NO CONVENCIONALES

Las tecnologías que utilizan Recursos Energéticos Renovables (RER) han tenido un desarrollo importante en los últimos años, permitiendo avances en la mitigación de los efectos del cambio climático y generando un mayor acceso a la electricidad en las zonas rurales del país.

”

PERÚ, FUENTE DE ENERGÍA NATURAL

Recursos renovables no convencionales

Con el objetivo de mejorar la calidad de vida de la población y proteger el ambiente, en 2008 se inició en Perú el desarrollo de las energías renovables no convencionales como producto de un nuevo marco normativo que contempla la realización de subastas competitivas y periódicas. Como resultado, se han ejecutado cuatro procesos de subastas RER para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y uno para áreas no conectadas a la red.

5.1. LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables son aquellas que generan electricidad a partir de fuentes naturales, inagotables en una escala humana de tiempo. Entre estas fuentes están el sol, el

viento, el calor de la tierra, el mar, los ríos y la materia orgánica o biomasa. En la **ilustración 5-1** se presenta un resumen de las principales tecnologías relacionadas con el desarrollo de las energías renovables.

De acuerdo con su grado de desarrollo tecnológico y nivel de penetración en los sistemas energéticos, suelen clasificarse en Energías Renovables Convencionales (ERC) y Energías Renovables No Convencionales

Ilustración 5-1
Principales fuentes de energía renovable



ENERGÍA SOLAR
Explota la energía irradiada por el sol para producir electricidad mediante procesos fotovoltaicos o mediante la energía por concentración solar, generando energía térmica.



ENERGÍA EÓLICA
Explota la energía cinética del aire en movimiento. Su mayor aplicación para mitigar el cambio climático consiste en producir electricidad a partir de la instalación de grandes turbinas eólicas en tierra o en el mar.



ENERGÍA HIDRÁULICA
Se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de aguas o mares. Puede ser a gran o pequeña escala cuando se usa la fuerza hídrica sin represarla.



ENERGÍA GEOTÉRMICA
Explota la energía térmica accesible del interior de la tierra. El calor se extrae de reservorios geotérmicos mediante pozos. Una vez en la superficie, se usan los fluidos a distintas temperaturas para generar electricidad.



BIOENERGÍA
Se obtiene de diversas fuentes de biomasa, residuos forestales y otros desechos orgánicos. Se utiliza para producir electricidad o generar combustibles gaseosos, líquidos o sólidos.

Fuente: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2011. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Foto: www.shutterstock.com

(ERNC). Dentro de las ERC, la más importante es la fuerza hidráulica a gran escala. En Perú, el marco normativo vigente define como ERNC a las fuentes eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, biomasa y pequeñas fuentes hidráulicas con una capacidad instalada de hasta 20 MW. En este marco normativo, las ERNC se denominan Recursos Energéticos Renovables (RER).

Dependiendo de su forma de aprovechamiento, los RER generan impactos ambientales significativamente inferiores en comparación a las energías fósiles, debido a que comprenden tecnologías de baja emisión de carbono. Por ello, se les llama también energías limpias. Además de su potencial para mitigar las emisiones de carbono, los RER favorecen el acceso a la energía y contribuyen al logro de los objetivos de seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental. La magnitud de estos beneficios depende del potencial explotable de los recursos

renovables que tenga cada país, su localización geográfica y de las características de los mercados energéticos en los cuales compitan.

5.2. FUNDAMENTOS ECONÓMICOS PARA INCORPORAR LOS RER

A la fecha, de acuerdo con la *International Energy Agency* (IEA, 2016), más de 60% de la energía mundial que se utiliza para generar electricidad procede de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural y otros), cuya combustión produce grandes cantidades de gases de efecto invernadero (GEI)¹, lo que genera una externalidad global al inducir el cambio climático, el adelgazamiento de la capa de ozono y la lluvia ácida, entre otros.

Estos impactos ambientales han obligado a la comunidad internacional a suscribir diversos compromisos internacionales² para buscar

un nuevo modelo de desarrollo sostenible sin comprometer las necesidades de futuras generaciones. En ese sentido, un mayor número de países están reestructurando sus políticas energéticas para promover los RER. A fines de 2015, aproximadamente 146 países tenían políticas de apoyo a las energías renovables y al menos 173 tenían objetivos establecidos en energía renovable (*Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*, REN21, 2016).

Económicamente, las razones que justifican la promoción de los RER en el portafolio de generación son:

i. **La casi nula emisión de CO₂ y otros GEI por cada MWh generado** en comparación con la energía fósil, lo cual contribuye a la mitigación del cambio climático.

ii. La factibilidad técnica que tienen para generar energía eléctrica en zonas aisladas

y vulnerables **favoreciendo el acceso a la energía**.

iii. Permiten la **diversificación de la matriz eléctrica** y disminuyen la dependencia del suministro eléctrico.

A la fecha, las energías renovables constituyen una fuente importante de energía en el mundo (ver **capítulo 2** del presente libro). Su rápido crecimiento viene siendo impulsado por diversos factores como los avances tecnológicos, el aumento de la rentabilidad de las tecnologías renovables y un mejor acceso al financiamiento. Al respecto, la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena, 2014a) sostiene que los costos de producción eléctrica de las energías renovables se han reducido en los últimos años, siendo

ahora competitivos e incluso más bajos en comparación al de los combustibles fósiles como el carbón, petróleo o gas natural. Esta competitividad se da incluso sin apoyo financiero y a pesar de la caída en los precios del petróleo.

En el **gráfico 5-1** se muestra el **costo teórico de generar energía eléctrica (Levelized Cost of Electricity, LCOE)**³ de las energías renovables, por tipo de tecnología y por región. Como puede observarse, el costo de las instalaciones convencionales fósiles se encuentra en un intervalo de 0.045 US\$/kWh a 0.14 US\$/kWh, mientras que las energías renovables, como por ejemplo la eólica y solar, tienen un costo de 0.05 US\$/kWh y 0.08 US\$/kWh, respectivamente. Asimismo, se observa que América del Sur tiene el LCOE más bajo en energía solar e hidráulica.

Estos costos más bajos se han traducido en nuevas inversiones mundiales en energía renovable, alcanzando US\$ 285.9 mil millones (sin incluir proyectos de energía hidroeléctrica) en 2015, lo cual representa un aumento de 5% con respecto a 2014. Del total de las inversiones, el 56% y 38%, aproximadamente, se destinaron a la generación eléctrica a base de energía solar y eólica, respectivamente (REN21, 2016).

Si bien las tecnologías RER son ahora más competitivas, su grado de participación en el portafolio de generación de cada país dependerá del análisis beneficio-costos de las mismas. Este debe evaluar el *trade-off* entre los costos de generación renovable y los beneficios de mitigar los efectos del cambio climático. Los costos de las energías renovables a considerar son:

i. **Costos asociados a la intermitencia**⁴. La generación eléctrica vía tecnologías RER se caracteriza por ser variable y sensible a las condiciones climáticas, lo cual hace que no pueda proveer energía de manera continua y requiera mayor inversión en capacidad de respaldo (complemento de otras tecnologías). La intermitencia puede generar riesgos a la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

ii. **Mayores costos de transmisión**. Las tecnologías RER dependen de la ubicación geográfica de los recursos renovables, dada la escasez de localizaciones con alto potencial, a medida que se incorporan nuevas centrales se incurre en mayores costos de transmisión.

iii. **Costos asociados a los sistemas de generación distribuida inteligente (asociados a smart grids o redes inteligentes)**. La generación RER distribuida a micro-escala puede requerir

la implementación de sistemas de control automatizado que permitan la comunicación bidireccional entre las empresas distribuidoras eléctricas y sus clientes. Estos sistemas utilizan tecnologías avanzadas de monitorización, control y comunicación cuya instalación puede resultar costosa.

De acuerdo con la IEA (2010), se puede cuantificar los beneficios de los RER considerando el daño evitado de reemplazar la generación en base a combustibles fósiles por generación renovable no convencional. En detalle, la IEA utiliza los factores de emisión promedio de diferentes tecnologías térmicas para obtener el volumen de emisiones evitadas de CO₂, y las valoriza considerando el precio del dióxido de carbono, ya que es una variable que aproxima el valor de la contaminación. En el **capítulo 8** de este libro, en la sección de impactos de las tecnologías RER, se realiza un análisis beneficio-costos de la incorporación de los RER en la matriz energética del Perú.

5.3. INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA INTRODUCIR LOS RER

La experiencia internacional indica que la implementación de políticas de promoción de los RER requiere fijar metas sostenibles en el tiempo y establecer, necesariamente en un inicio, mecanismos económicos que promuevan su competitividad. Al respecto, se identifican cinco tipos de mecanismos: i) transferencias financieras directas o sistema de tarifas que garantizan un ingreso financiero seguro a las generadoras renovables; ii) instrumentos regulatorios o sistema de cuotas y certificados RER; iii) instrumentos comerciales que establecen preferencias arancelarias para las importaciones de equipos de generación que utilicen recursos renovables; iv) política tributaria que establece reducciones impositivas; y v) instrumentos crediticios que

permiten obtener créditos preferenciales (IEA, 2011). Los más difundidos son las transferencias financieras directas o sistema de tarifas y los instrumentos regulatorios o sistema de cuotas, que se explican a continuación con mayor detalle.

Sistema de tarifas

a) Mecanismo de tarifas fijas (Feed-in-Tariff, FIT)

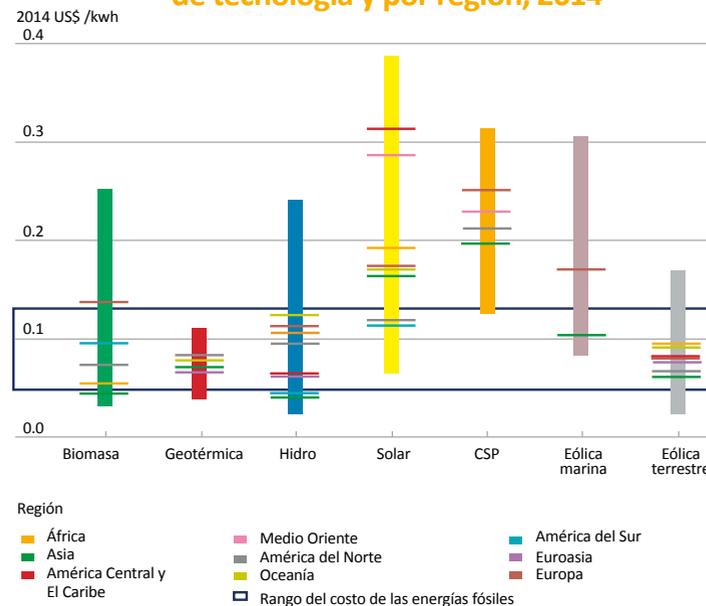
De acuerdo con el mecanismo FIT, los generadores de energía renovable tienen derecho a vender toda su producción a un precio fijado en su totalidad (tarifa regulada total). En detalle, el Estado establece ex ante la tarifa por la cual se le retribuirá la electricidad producida al generador RER y garantiza que toda la electricidad que se inyecte a la red será comprada. De esta forma, se reducen los riesgos para el generador asociados a fluctuaciones en las tarifas eléctricas y se garantiza la recuperación de su inversión inicial (Irena, 2015a).

Por lo general, se establecen distintas tarifas, dependiendo del tamaño de la central, su ubicación y el tipo de energía que producen. Esta diferenciación se hace para asignar los recursos de forma eficiente. El mecanismo surgió en Estados Unidos con la *Public Utility Regulatory Policies Act* (Ley sobre Normas Regulatorias de Empresas de Servicios Públicos) en 1978, siendo adoptado posteriormente por más de 50 países y destacándose su implementación en Alemania y España (Mendonça y Jacobs, 2009).

b) Sistema de Prima

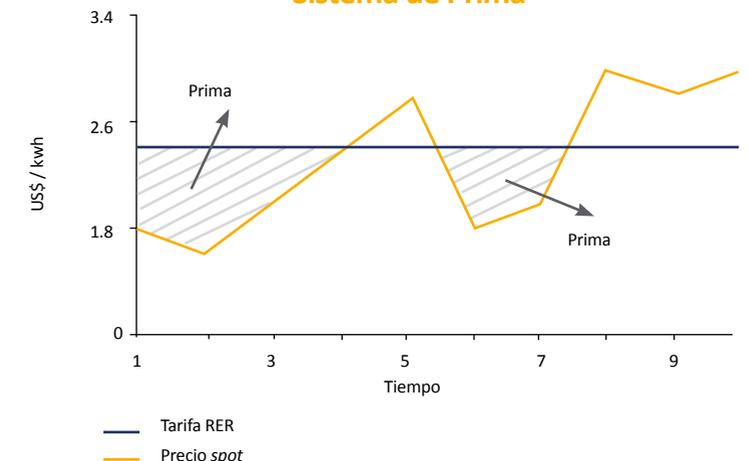
Este mecanismo es una variante del enfoque FIT aplicado en España. A diferencia de la tarifa fija, donde el generador recibe un precio fijo independiente del precio de la electricidad en el mercado, consiste en aplicar un pago adicional (Prima) sobre el precio del mercado de electricidad. Es decir, la Prima está en función a la diferencia del precio de la energía en el mercado y la tarifa garantizada para el generador RER (ver **gráfico 5-2**) (Irena, 2015a).

Gráfico 5-1
LCOE de las energías renovables por tipo de tecnología y por región, 2014



Fuente: Irena (2014a). Elaboración y traducción: GPAE – Osinergmin.

Gráfico 5-2
Sistema de Prima



Fuente: Reporte de análisis sectorial del sector eléctrico, 2012. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Sistema de cuotas

a) Normas de cartera renovables

El mecanismo *Renewable Portfolio Standards* (RPS), también conocido como sistema de cuotas renovables, obligaciones renovables o políticas de cuotas, se caracteriza por la imposición legal a los distribuidores o generadores de que un determinado porcentaje de su suministro o producción

provenga de energías renovables. De esta forma, el Estado regula la cantidad de electricidad renovable y deja que el mercado determine el precio. Los requerimientos de la demanda se abastecen de acuerdo con la tecnología RER de menor costo.

Una variante de este mecanismo es que los agentes obligados pueden llegar a la cuota

requerida mediante derechos de comercio (por ejemplo, esquemas de certificados verdes para la energía renovable). Así, al término de un periodo determinado los agentes obligados por la cuota demuestran su cumplimiento mediante la entrega de una cantidad de certificados verdes equivalentes a la cuota fijada. Si no se cumple, se impone legalmente una penalización, ya que la experiencia de los

países muestra que un factor determinante para el éxito de este esquema es la existencia de un régimen de cumplimiento estricto (Energía y Sociedad, 2010). Este sistema se aplica, principalmente, en países que tienen una mayor liberalización de sus mercados, como por ejemplo Inglaterra y Estados Unidos.

b) Sistemas de subastas

El sistema de subastas para cantidades fijas de energías renovables es otro mecanismo del sistema de cuotas. Consiste en la emisión de una oferta o licitación para un proyecto de energía renovable de un tamaño específico. Convierte a la competencia en el eje central, pues las empresas que ofertan el suministro al menor costo ganan la licitación (Irena, 2015a).

La adopción de alguno de estos mecanismos dependerá de las características propias de cada mercado, así como de la sostenibilidad y de la credibilidad de sus instituciones. A 2015, 110 países tenían mecanismos de *Feed-in-Tariff/Primas*, 100 países políticas de cuota o RPS y 64 países mecanismos de licitaciones o subastas (REN21, 2016). En el **mapa 5-1** se muestra un resumen de los países que aplican estos mecanismos de apoyo.

En América Latina, el mecanismo más utilizado para promover las energías renovables en el sector eléctrico son las subastas, que se utilizan en 13 de los 20 países de la región. Los países que tienen experiencia en subastas de energías renovables son Argentina, Brasil, Perú, Chile, Costa Rica, El Salvador, Uruguay, Panamá, Nicaragua, México, Belice, Guatemala y Honduras. Desde 2009 se han realizado en la región 54 subastas.

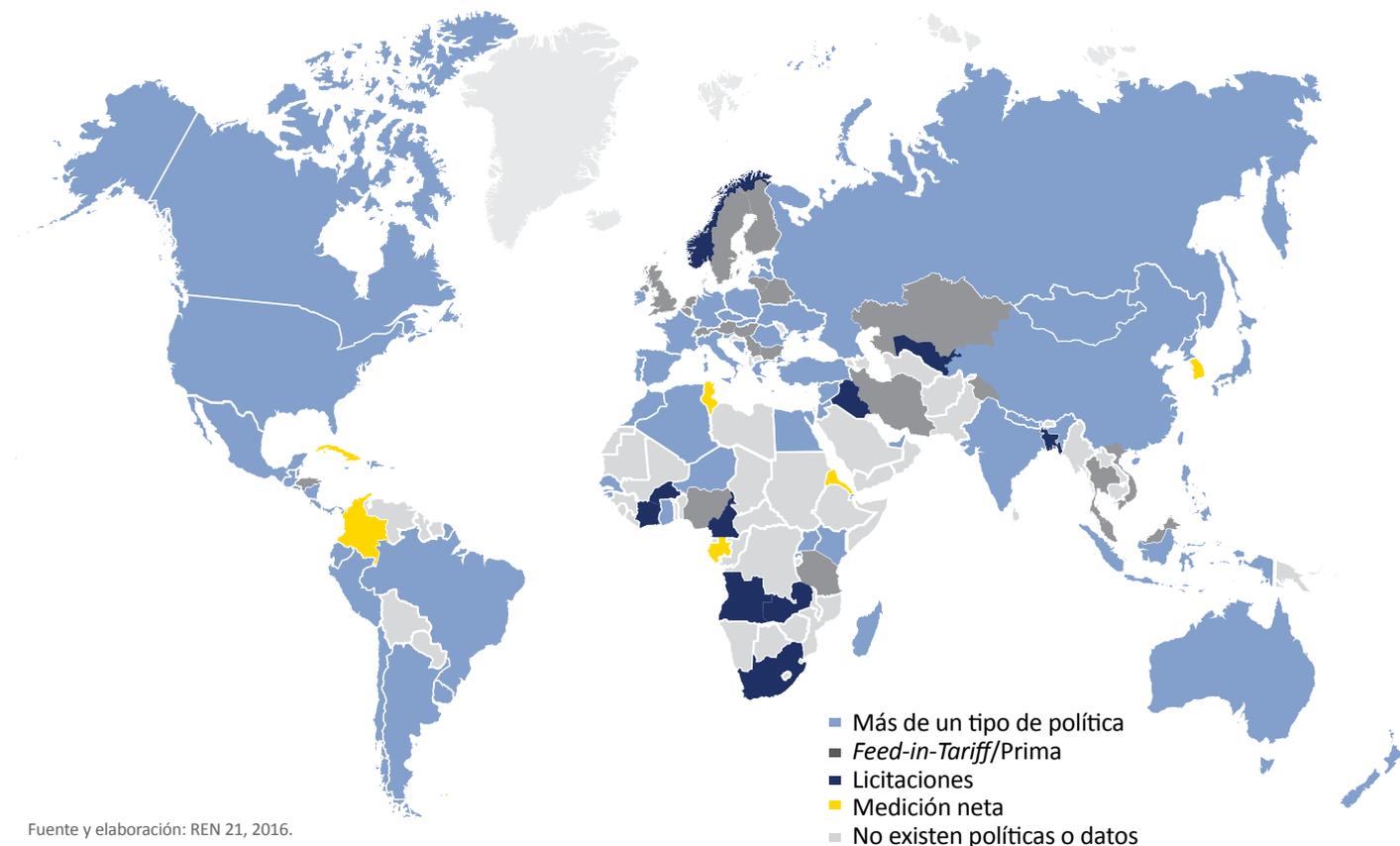
Las tarifas reguladas han tenido un éxito limitado en la región. A la fecha, solo Nicaragua y Uruguay tienen un sistema de tarifas de aplicación limitada. Con respecto al sistema de cuotas, en

América Latina, solo Chile y México tienen un sistema de certificados de energía renovable.

Es importante mencionar que en la región se han identificado varios sistemas híbridos. Por ejemplo, en Perú, las subastas se combinan con esquemas de Primas y cuotas. Asimismo, en El Salvador se tienen elementos de subastas

y tarifas reguladas. En Nicaragua se combinan subastas y cuotas al imponer que el servicio público de electricidad incluya cuotas de energías renovables en sus subastas de energía de tecnologías convencionales (Irena, 2015b). En el **cuadro 5-1** se muestra un resumen de las principales políticas de energías renovables aplicadas en América Latina.

Mapa 5-1
Países con política de energía renovable en el sector eléctrico por tipo, 2015



Fuente y elaboración: REN 21, 2016.

Cuadro 5-1
Resumen de políticas de energías renovables en América Latina

	Política nacional	Instrumentos regulatorios						Incentivos fiscales		Acceso a la red		Otros
		Objetivos de energías renovables	Subastas	(Feed-in-tariff)	Prima	Cuota	Sistema de certificados	Híbrido	Exención de IVA	Impuesto sobre el Carbono	Acceso a la red	
Argentina												
Belice												
Bolivia												
Brasil												
Chile												
Colombia												
Costa Rica												
Ecuador												
El Salvador												
Guatemala												
Guyana												
Honduras												
México												
Nicaragua												
Panamá												
Paraguay												
Perú												
Suriname												
Uruguay												
Venezuela												

□ Activo ■ Expirado, sustituido o inactivo ■ En desarrollo

Fuente y elaboración: Irena, 2015b.

5.4. MARCO REGULATORIO DE LOS RER EN EL PERÚ

Uno de los principales objetivos de la Política Energética Nacional 2010-2040, aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, es contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia para desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible. En tal sentido, a partir de 2008, se inició en el Perú el desarrollo de los RER como producto de un nuevo marco normativo que contempla la realización de subastas competitivas y periódicas para

viabilizar la explotación y participación de proyectos de generación RER dentro de la matriz del sector eléctrico del país (ver **capítulos 3 y 4** del presente libro para mayor detalle de la introducción de las energías renovables en el Perú y del marco regulatorio del sector eléctrico, respectivamente). Este marco normativo está conformado, sobre todo, por las leyes y procedimientos que se muestran en la **ilustración 5-2**.

El Decreto Legislativo N° 1002 (DL N° 1002) declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de una nueva generación eléctrica mediante recursos renovables y establece incentivos para la promoción de proyectos

RER, tales como:

- i. Prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).
- ii. En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y distribución eléctrica del SEIN, los generadores RER tendrán prioridad para conectarse.
- iii. Tarifas estables a largo plazo (20 años) determinadas mediante subastas.
- iv. Compra de toda la energía producida.

Asimismo, establece un mecanismo de mercado basado en subastas para la adjudicación de los proyectos RER y señala que las convocatorias de estas subastas deben tener una periodicidad no menor de dos años. De igual forma, señala que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el encargado de definir los requerimientos de energía, elaborar y aprobar las bases y firmar los contratos resultantes de la subasta, mientras que Osinergmin es el encargado de conducir la subasta, fijar los precios máximos y supervisar los contratos resultantes (ver **ilustración 5-3**).

Con el objetivo de promover el desarrollo de nuevos proyectos RER, el DL N° 1002 establece

que cada cinco años el MEM determinará un porcentaje objetivo de participación RER dentro de la matriz eléctrica del país. De igual forma, establece el procedimiento administrativo para anunciar las subastas de energías renovables y adjudicar concesiones para el desarrollo de la generación de electricidad, así como los requisitos para la presentación, evaluación y adjudicación de ofertas, comercialización y las tarifas de generación de energías renovables.

Según el MEM, aún existe una gran brecha de generación renovable por cubrir, si consideramos el potencial de recursos en el Perú (ver **recuadro 5-1**). En términos sociales, el potencial con el que cuenta el país incentiva una serie de programas

de electrificación rural para contrarrestar el déficit de cobertura eléctrica en las zonas más aisladas.



Foto: www.shutterstock.com

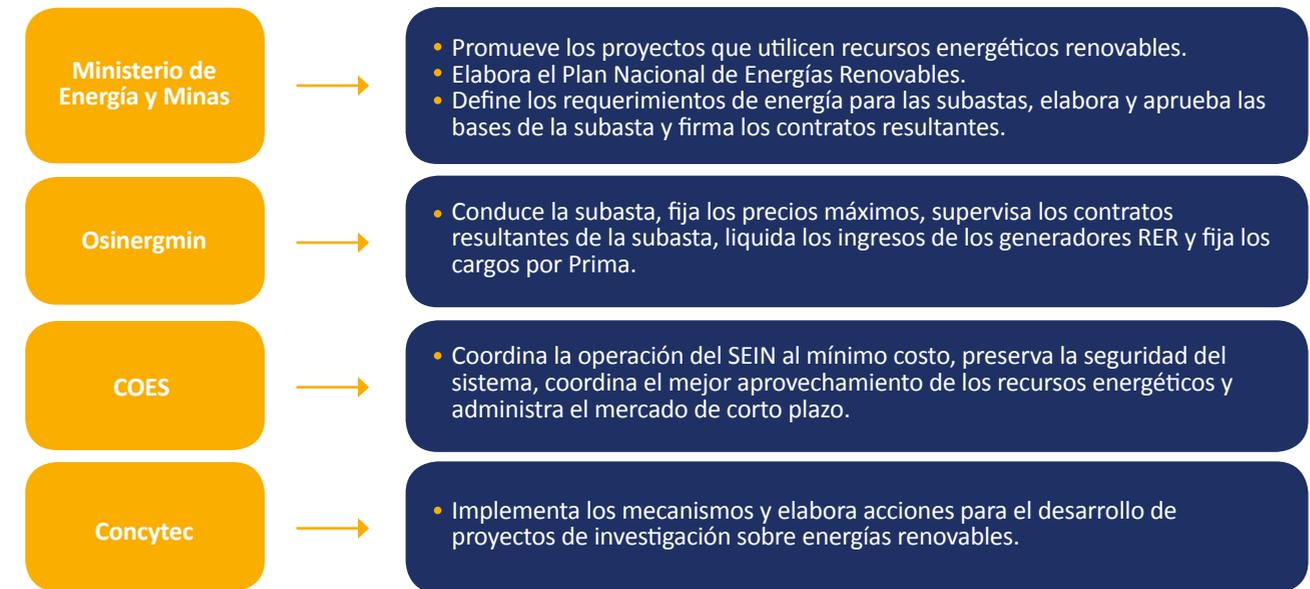
Ilustración 5-2
Marco normativo de los RER en el Perú



Nota. ¹Modificado por el D.S. N° 031-2012-EM y el D.S. N°024-2013-EM.

Fuentes: MEM, COES y Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ilustración 5-3
Marco Institucional de los RER



Fuentes: MEM, COES, Concytec y Osinergmin. Elaboración: GPAE- Osinergmin.



Foto: www.shutterstock.com

Potencial de las fuentes renovables en el Perú

Dada su diversidad y ecosistemas únicos, el Perú no solo es rico en flora y fauna, sino también en climas y recursos renovables (energía eólica, solar, geotérmica, biomasa e hidroeléctrica), los cuales brindan la capacidad para que existan fuentes alternativas al gas natural y a las grandes hidroeléctricas para generar energía eléctrica.

En 2014, con el objetivo de conocer la capacidad de las fuentes renovables e incrementar la producción de energías renovables, el Estado peruano se ofreció como voluntario para realizar la primera Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables (RRA)⁵ en América Latina, realizada en cooperación con la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena). El RRA concluye que el país ha realizado un gran avance en el desarrollo de las subastas de energías renovables y que tiene, además de un considerable potencial de energía hidroeléctrica, abundantes recursos energéticos tales como la biomasa, la fuerza eólica, la energía solar y geotérmica, de los cuales la mayoría no ha sido explotada (ver cuadro 5-2).

• Energía solar

El atlas de energía solar del Perú muestra que la región con los mayores recursos se sitúa a lo largo de la costa meridional de Arequipa,

Moquegua y Tacna. En estas zonas la radiación media diaria anual es de alrededor de 250 vatios por metro cuadrado (W/m²).

• Energía eólica

Se estima que Perú tiene un potencial de energía eólica de 77 000 MW, de los cuales más de 22 000 MW se podrían explotar (Mendoza, 2012).

• Energía geotérmica

Perú forma parte del Anillo de Fuego del

Pacífico, que se caracteriza por frecuentes movimientos tectónicos. Al evaluar 61 posibles yacimientos, el estudio realizado por el Organismo Japonés de Cooperación Internacional (JICA) descubrió que tiene un potencial geotérmico de unos 3000 MW.

• Energía hidroeléctrica

El potencial estimado de energía hidroeléctrica (69 445 MW) se concentra en la Cuenca del Atlántico (Mendoza, 2012).

• Bioenergía

Perú tiene posibilidades de instalar centrales eléctricas convencionales de biomasa con una capacidad de 177 MW y centrales de biogás con una capacidad de 5151 MW (Mendoza, 2012). Los principales cultivos que se pueden utilizar para la producción de etanol en el Perú son la caña de azúcar y el sorgo.

Cuadro 5-2: Potencial de energías renovables

Fuente	Potencial	Aplicación
Hidroeléctrica	69 445 MW	Electricidad
Solar	Radiación media diaria: 250W/m ²	Electricidad, calor
Eólica	22 450 MW	Electricidad
Geotérmica	3000 MW	Electricidad, calor
Bioenergía	177 MW (biomasa) 5151 MW (biogás)	Electricidad

Fuente: Irena, 2014b. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Foto: www.shutterstock.com

Cumbre de Cambio Climático de París, COP21

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCC, por sus siglas en inglés), adoptada durante la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro en 1992, es una convención universal de principios que reconoce la existencia de un cambio climático debido a la actividad humana. Ha sido ratificada por 196 países, que constituyen las “Partes” interesadas. Anualmente se lleva a cabo la Conferencia de las Partes (COP) para tomar decisiones que respeten los objetivos de lucha contra el cambio climático.

En la 21ª Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático (COP21) realizada en París en diciembre de 2015, 195 países se comprometieron a gestionar la transición hacia una economía baja en carbono. De los 189 países que presentaron sus propuestas iNDC (contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional), 147 mencionaron las energías renovables como instrumento para reducir sus emisiones. La iNDC es un plan de acción que describe la cantidad de emisiones que reducirán los países y qué acciones llevarán a cabo para lograrlo. En general, los principales puntos del Acuerdo de París se resumen en la **ilustración 5-4**.

Ilustración 5-4
Acuerdos de París

El aumento de la temperatura global debe estar muy por debajo de los 2°C.	El acuerdo es jurídicamente vinculante pero no la decisión que lo acompaña ni los objetivos nacionales de reducción de emisiones.	189 países han presentado sus compromisos nacionales de reducción de emisiones (iNDC).
Cada país se compromete a tomar las medidas necesarias para cumplir lo que dice en su iNDC.	Los países desarrollados deberán proporcionar apoyo financiero a los países en desarrollo. Se establece la suma de US\$100 000 anuales como mínimo a partir de 2020.	Todos los países deben comunicar cada cinco años sus contribuciones de reducciones de emisiones de GEI.

Fuente: Organización de las Naciones Unidas, 2015. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Foto: www.shutterstock.com



Foto: www.shutterstock.com

Proyecto Planificación ante el Cambio Climático

El Proyecto de Planificación ante el Cambio Climático (PlanCC), liderado por el Estado peruano, tiene como objetivo principal contribuir a la transición hacia un escenario bajo en emisiones mediante la incorporación del enfoque del cambio climático en la planificación del desarrollo del país, y explorar así la factibilidad de una economía “baja en carbono”. Para el PlanCC, una economía “baja en carbono” es aquella que logra desacoplar el crecimiento económico del crecimiento de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

El proyecto se ha dividido en tres fases:

1. Pre-Inversión 2012-2014

Objetivo: construir evidencia científica sobre opciones y escenarios de mitigación de emisiones de GEI en seis sectores: energía, transporte, residuos, agricultura, forestal y procesos industriales.

2. Planificación 2015-2016

Objetivo: contribuir al diseño y elaboración de políticas públicas, herramientas y metodologías para un desarrollo bajo en emisiones de GEI.

3. Implementación 2017-2020

Objetivo: contribuir a la implementación de las opciones de mitigación de emisiones de GEI priorizadas.

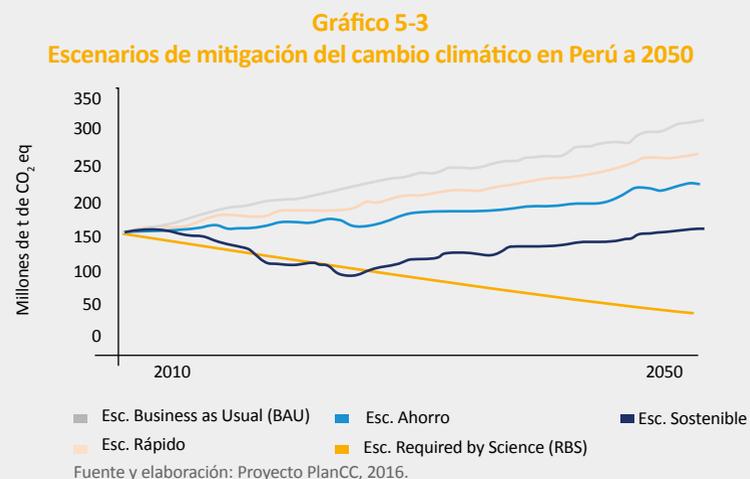
A la fecha, el PlanCC se encuentra implementando su segunda fase. En la primera, por medio de un proyecto participativo y respaldado por bases

escenarios de mitigación de emisiones de GEI a 2050, los cuales se muestran en el gráfico 5-3.

De acuerdo con la investigación realizada, en el escenario BAU (no se toma ninguna acción de mitigación) a 2015, Perú emitiría 8 toneladas de CO₂ *per cápita*. Por el contrario, en el Escenario Sostenible, considerado idóneo para asegurar la calidad de vida de las futuras generaciones, se podrían reducir las emisiones *per cápita* a la mitad del escenario BAU. En ese sentido, la primera fase concluye que al Perú sí le conviene migrar hacia una economía “baja en carbono”.

En la segunda fase se han seleccionado 20 opciones de mitigación para su respectivo análisis de condiciones habilitantes, beneficios e instrumentos de política. El análisis de las condiciones habilitantes implica identificar barreras para la implementación de los proyectos. La valoración de los beneficios implica identificar cómo se evaluarán los beneficios de las opciones en la salud y en la economía. Por último, el análisis de los instrumentos de política tiene tres dimensiones: macro, de instrumentos y de ejecución.

técnicas y científicas, se logró construir la evidencia necesaria para determinar por qué al Perú le conviene promover un desarrollo bajo en emisiones. Para lograrlo se analizaron 77 propuestas de acciones de mitigación viables técnicamente en el país y se construyeron cinco



5.5. SUBASTAS COMO MECANISMO DE INCENTIVOS RER

Las subastas son un mecanismo de competencia por el mercado que permiten conocer la máxima disposición a pagar del participante por el bien subastado logrando así tener un mercado competitivo. Como se mencionó anteriormente, en América Latina constituyen el instrumento normativo más utilizado para la promoción de las energías renovables, puesto que son flexibles en su diseño, tienen potencial para descubrir el precio real, ofrecen certidumbre a los inversionistas y garantizan la transparencia del proceso (Irena, 2015a). De acuerdo con Irena, a 2015 se han realizado en la región 54 procesos, ya sean específicos para energías renovables o en los que pueden participar las tecnologías RER.

Estas subastas se caracterizan porque suelen ofrecer a los adjudicatarios un contrato de compra de energía a largo plazo, con duraciones que van de 10 a 30 años. Pueden adjudicar contratos por capacidad de generación (MW), como en Uruguay, o para la generación de energía (MWh) como en Perú. Asimismo, pueden adjudicar una combinación como en Guatemala (Irena, 2015a). A continuación se explica en detalle el diseño de las subastas RER realizadas en el Perú.

Diseño de la subasta RER realizada en el Perú

Para el caso de la generación de electricidad con RER, el tipo de subasta utilizado en Perú es de sobre cerrado a primer precio y utiliza como factor de competencia el menor precio monómico de generación⁶, además de la cantidad de energía a subastar. Tanto las cuotas de energía establecidas para cada

tecnología RER como los precios de reserva correspondientes representan los valores máximos hasta los cuales el Estado está dispuesto a comprar la energía RER. En ese sentido, aun cuando el precio resultante de la subasta RER es relativamente cercano al de reserva, el Estado obtiene una ganancia. Por ello, es trascendente el valor del precio base, ya que de fijarse muy bajo, podría ocasionar que la subasta se declare desierta al no existir ofertas con precios inferiores a la tarifa de reserva establecida (Osinermin, 2014).

El precio de reserva puede revelarse o no, dependiendo del diseño de la subasta. La ventaja de sí hacerlo es que otorga mayor transparencia al proceso; sin embargo, puede dar lugar a que las ofertas se encuentren justo por debajo del precio máximo. Por el contrario, no revelar la tarifa de reserva es importante para evitar el comportamiento estratégico de los participantes y fomentar la eficiencia de los precios. La desventaja de no revelar el precio de reserva es que puede dar lugar a la descalificación de ofertas perfectamente razonables que se encuentran justo por encima del precio (Irena, 2015a).

La subasta tiene resultados eficientes cuando los contratos se adjudican a los postores con la mayor disponibilidad para ejecutar un proyecto de generación de electricidad RER; mientras que para lograr la maximización del bienestar social, la subasta debe obtener resultados que permitan el mínimo pago para los usuarios eléctricos sin que se desincentive la entrada de nuevos participantes.

Un aspecto clave para lograr la eficiencia señalada es generar altos niveles de competencia, para lo cual es necesario establecer reglas que impidan comportamientos estratégicos por parte de los participantes, que originen distorsiones en el

El diseño general de las subastas RER realizadas en el país se basa en la simplicidad del proceso, evitar la posibilidad de colusión (confidencialidad y precios máximos en reserva), reducir las barreras de entrada (requisitos mínimos, declaraciones juradas), y la credibilidad de las reglas y estructura de mercado.

logro de los objetivos de la subasta y que lleven potencialmente a su fracaso. En tal sentido, las reglas deben generar credibilidad y precedente para futuras subastas (Irena, 2015a).

Dentro del diseño de la subasta RER, la confidencialidad de los proyectos RER participantes (así como de los precios base) busca evitar la posibilidad de colusión, ya sea explícita o tácita, entre los mismos. Además, para obtener un mayor número de postores, los requerimientos técnicos para participar en la subasta son muy flexibles y se basan, sobre todo, en declaraciones juradas. Asimismo, para evitar una repartición del mercado entre los participantes, se busca que las cuotas de energía requerida sean menores que las ofertas de los postores (Osinermin, 2014).

La publicación de la convocatoria de la subasta RER en una revista de especialización internacional y en diarios de circulación nacional, sumada a la flexibilización de los requerimientos técnicos, hace que la subasta sea atractiva para las inversiones extranjeras, sobre todo aquellas provenientes de países donde las tecnologías RER se encuentran más desarrolladas.

Por otro lado, la subasta utiliza el mecanismo de tarifas y Prima para garantizar los ingresos de los generadores conforme al precio adjudicado. En la práctica, la remuneración funciona de la siguiente manera: el generador recibe cada mes el costo marginal al que vende su energía al mercado *spot* y al final de cada año se calcula una "Prima", que resulta de restar lo recibido durante el año por las ventas de energía de lo que habría recibido en caso de venderse la energía al precio adjudicado. Si la Prima es positiva, esta se le cobra a la demanda dentro de los cargos por transmisión y se entrega a los generadores en el año siguiente.

En Perú se llevan a cabo dos tipos de subastas para promover la generación RER, las RER *On-Grid* y las RER *Off-Grid*. Las primeras se realizan para adjudicar proyectos conectados directamente a la red del SEIN. Por el contrario,

el término *Off-Grid*, que significa fuera de red, aislado o autónomo, se refiere a no estar conectado a la red eléctrica principal de un país. En tal sentido, las subastas *Off-Grid* se realizan para adjudicar proyectos autónomos, es decir, independientes de la red eléctrica.

Subastas RER On-Grid

El enfoque implementado en el Perú para las subastas RER *On-Grid* es una mezcla de mecanismos de promoción mediante los cuales el MEM establece, cada dos años, un porcentaje objetivo de participación RER en la producción eléctrica nacional. Una vez calculada la cantidad de energía a subastar, se distribuye entre las distintas tecnologías RER.

Para fomentar la eficiencia en costos, se adoptó un enfoque de competencia por el mercado que consiste en establecer una

tarifa de referencia (información oculta para las empresas) e implementar un proceso de subasta en sobre cerrado. En la **ilustración 5-5** se resumen los cuatro principales pasos del procedimiento de adjudicación de la subasta y en el **gráfico 5-4** se esquematiza un ejemplo de subasta.

En caso la participación en la energía requerida de una tecnología RER no se cubra al 100% por las ofertas adjudicadas, la cobertura se completa, de manera proporcional, con las ofertas de otros tipos de tecnologías. De igual forma, en caso no se cubra 100% de la energía requerida en la subasta, esta se declara parcial o totalmente desierta, según corresponda.

Si la subasta se declara parcialmente desierta, se debe volver a convocar en un plazo no mayor de 30 días posteriores

a dicha declaración, a fin de completar la energía requerida. En cambio, si se declara totalmente desierta, se procede a convocar a un nuevo proceso. Una vez que los proyectos RER adjudicados estén operando, sus ingresos provendrán de la venta de la energía producida a los costos marginales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Si resultan menores que la tarifa adjudicada, recibirán una compensación o Prima (Prima RER) mediante un proceso de liquidación de ingresos efectuado por Osinergmin (ver **gráfico 5-5**). Esta Prima es financiada por todos los usuarios eléctricos mediante un cargo en el peaje de conexión a la red de transmisión⁷. El plazo de vigencia de la tarifa de adjudicación es de 20 años y queda establecido en las bases de la subasta.

Para entrar en la subasta RER se requiere pagar un derecho de participación y registrar el proyecto que competirá. Otros requisitos se relacionan con la presentación de garantías en las diferentes etapas del proceso. Así, por ejemplo, las ofertas económicas deben estar acompañadas por una garantía de seriedad de oferta. En el caso de proyectos adjudicados, deberán ser reemplazadas por una garantía de fiel cumplimiento a la firma del contrato.

La garantía de seriedad de oferta y la de fiel cumplimiento son cartas fianza emitidas por una entidad bancaria de realización automática. La diferencia radica en que la primera se otorga a favor de Osinergmin con vigencia hasta la firma del contrato, mientras que la de fiel cumplimiento se otorga a favor del MEM y tiene por objetivo asegurar el cumplimiento del cronograma de

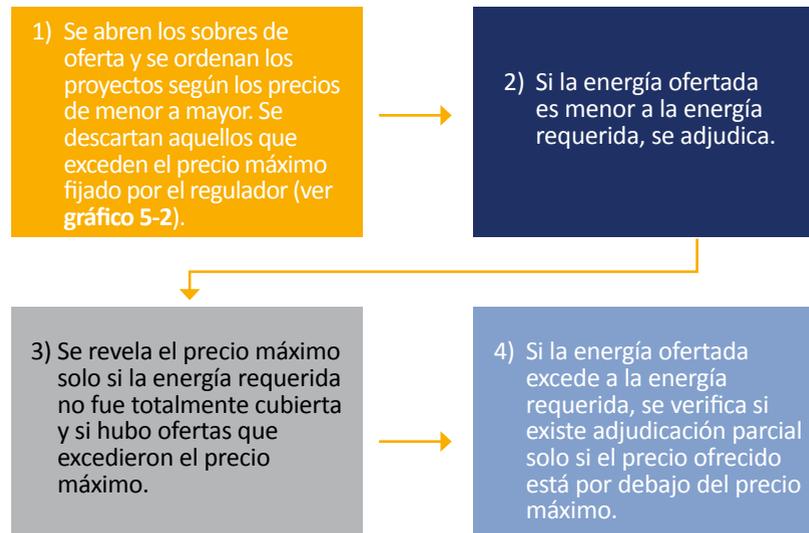
ejecución de obras del proyecto RER adjudicado. Se renueva cada 180 días calendario hasta la puesta en operación comercial de la central de generación RER.

Subastas RER Off-Grid

Las subastas RER *Off-Grid* se realizan para el suministro de energía a áreas no conectadas a la red⁸ (Instalaciones RER Autónomas⁹) definidas por el MEM para cada subasta de acuerdo con las políticas energéticas del país según el Plan de Acceso Universal a la Energía. El desafío es llevar electricidad con energías renovables y a gran escala a los peruanos de las zonas rurales y aisladas del país. Para las subastas, el MEM define la cantidad mínima de Instalaciones RER Autónomas requeridas y los respectivos objetivos porcentuales de cobertura prevista para cada área.

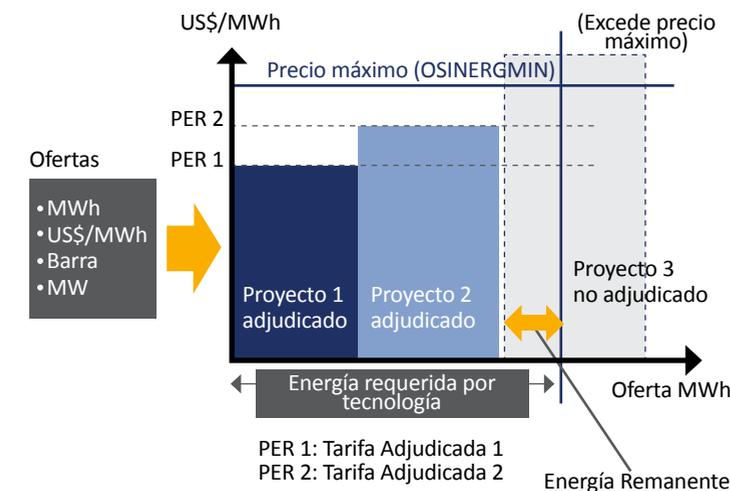


Ilustración 5-5
Procedimiento de adjudicación de la subasta RER On-Grid



Fuentes: MEM y Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

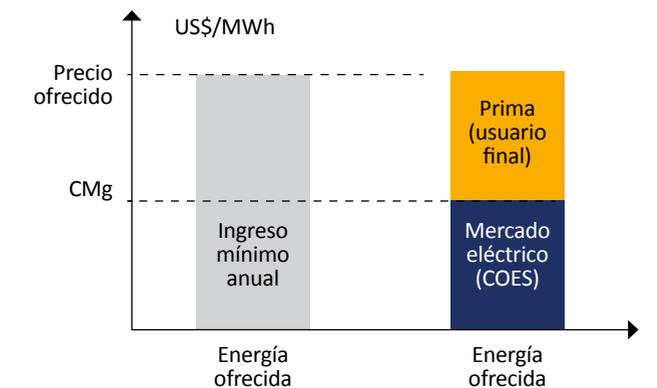
Gráfico 5-4
Procedimiento de adjudicación de las RER



Nota. En el gráfico 5-4, la adjudicación de los proyectos se efectúa en orden de mérito de las ofertas que no superan la tarifa máxima y hasta que se complete la energía requerida. En ese sentido, los proyectos se ordenan según sus tarifas de menor a mayor. Dado que los proyectos 1 y 2 ofertan precios por debajo del máximo fijado por Osinergmin y, considerando que su energía ofertada es menor a la requerida, se adjudican. En este caso, se revela el precio máximo porque la energía requerida no ha sido totalmente cubierta. No se considera una adjudicación parcial del proyecto 3, pues su precio supera el máximo fijado.

Fuentes: MEM y Osinergmin. Elaboración: Osinergmin.

Gráfico 5-5
Esquema de liquidación de ingresos



Nota. Una vez que estén operando, la liquidación de los ingresos de las generadoras RER proviene, principalmente, de la venta de energía a los costos marginales del SEIN-COES. Si este costo está por debajo de la energía adjudicada (precio ofrecido), se compensa al generador mediante una Prima a fin de garantizar sus ingresos.

Fuentes: MEM y Osinergmin. Elaboración: Osinergmin.

Acceso Universal a la Energía

El Acceso Universal a la Energía se define como el acceso a servicios energéticos limpios, confiables y asequibles. La carencia de estos se denomina pobreza energética y las personas que la padecen pertenecen a las poblaciones vulnerables.

La importancia de acceder a los servicios energéticos se asocia al mejoramiento de las condiciones de educación, salud, seguridad, comunicación y actividades productivas (Vásquez, García, Quintanilla, Salvador y Orosco 2012). Por ello, el Acceso Universal a la Energía se considera una condición mínima para el desarrollo humano y un pilar importante en la lucha contra la pobreza.

Perú, en el marco de la Asamblea General de las Naciones Unidas, tiene el compromiso de “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”. En ese sentido, la meta del país es favorecer el acceso energético al último 5% de la población, la “última milla”. Los problemas de acceso a la energía en el país se concentran en las áreas rurales debido a que son de difícil acceso, lo cual a su vez genera problemas de sostenibilidad técnica y financiera. En este contexto, las energías renovables se presentan como una opción económicamente competitiva y técnicamente fiable para favorecer el acceso a la energía por las siguientes razones: reducen la dependencia energética, son fuente autóctona y promueven el desarrollo local (CIES, 2016).

El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) 2016-2025, en concordancia con el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022 (ver **ilustración 5-6**), establece una política para el sector con el fin de aumentar la tasa de electrificación rural. A 2015, la tasa de electrificación nacional fue 93%, mientras que la de electrificación rural fue 71.4%. El Poder Ejecutivo, en el Proyecto de Ley N° 173/2016-PE, tiene como meta lograr una cobertura de 93% de electrificación rural a 2017 vía sistemas fotovoltaicos.



Ilustración 5-6 Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022



OBJETIVOS

- Promover desde el ámbito energético el desarrollo económico eficiente, sustentable con el ambiente y con equidad, implementando proyectos para ampliar el Acceso Universal a la Energía.
- Generar una mayor y mejor calidad de vida de las poblaciones de menores recursos en el país en el periodo 2013-2022.

RECURSOS

- El FISE.
- Transferencias del sector público.
- Fuentes de financiamiento externo.
- Fondos creados por el Estado.
- Recursos vía convenios.
- Aportes, asignaciones y donaciones.
- Recursos considerados en el Plan Nacional de Electrificación Rural.
- Otros recursos.



MARCO NORMATIVO

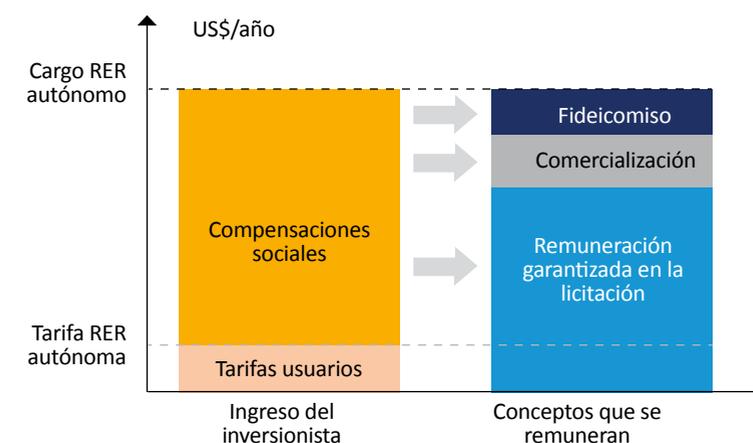
- Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.
- Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.
- Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el FISE.
- Ley N° 29969, Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinermin

Foto: Parque Eólico. Fuente: www.shutterstock.com



Gráfico 5-6
Liquidación de ingresos Off-Grid



Nota. El ingreso anual del inversionista proviene de dos fuentes: los ingresos por ventas a usuarios (ventas a la tarifa RER autónoma) y los ingresos por compensación social, tales como el FOSE y el FISE, que son descuentos sobre la tarifa final del usuario. Estos mecanismos de compensación social permiten reducir la tarifa que paga el usuario final sin afectar la remuneración que percibe la empresa. La tarifa RER autónoma es el cargo RER autónomo, descontando los mecanismos de compensación social.

Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: Osinermin.

Con respecto a la remuneración del inversionista, su ingreso proviene de dos fuentes: por venta a usuarios y por compensaciones sociales, como las provenientes del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) y Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). El ingreso del inversionista (cargo RER autónomo) asegura la remuneración de todos los servicios involucrados con las instalaciones RER autónomas, lo que incluye: remuneración garantizada, costos de comercialización del distribuidor y costos de administración de fideicomiso. Ver **gráfico 5-6**.

5.6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SUBASTAS RER REALIZADAS EN EL PERÚ

Requerimientos de energía

Desde la emisión del marco regulatorio para la promoción de la electricidad con RER (2008), se han llevado a cabo cuatro procesos de subasta RER para el SEIN y uno para áreas no conectadas a la red (RER *Off-Grid*). La primera subasta tuvo dos convocatorias con requerimientos de energía diferentes. En el **cuadro 5-3** se muestran las condiciones por tecnología en cada subasta.

Para la primera subasta, los requerimientos en el caso de las pequeñas hidroeléctricas fueron dados en potencia; sin embargo, para fines comparativos del presente documento se realizó una equivalencia entre la energía y la potencia, asumiendo un factor de planta de 70%. Los precios máximos fijados por Osinermin para cada tipo de tecnología también han mostrado variaciones importantes en las subastas, tal y como se muestra en el **cuadro 5-4**.

Cuadro 5-3
Requerimiento en energía

GWh/año						
Subasta		Biomasa	Biogás	Eólica	Solar	Mini Hidro
1ra. Subasta	1ra. Conv.	406	407	320	181	0
	2da. Conv.	419	-	-	8	0
2da. Subasta		593	235	429	43	681
3ra. Subasta		320	-	-	-	1300
4ta. Subasta		250	62	573	415	450

Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: Osinermin.

Cuadro 5-4
Evolución de precios máximos (US\$/MWh)

Subasta		Biomasa	Biogás	Eólica	Solar	Mini Hidro
1ra. Subasta	1ra. Conv.	120	120	110	269	74
	2da. Conv.	55	-	-	211	64
2da. Subasta		65	No revelado	No revelado	No revelado	No revelado
3ra. Subasta		-	-	-	-	No revelado
4ta. Subasta		158	183	66	88	60

Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: Osinermin.

Cuadro 5-5
Proyectos con contratos adjudicados en las subastas RER

Tecnología	Total proyectos	Capacidad MW	Inversión MM US\$*
Pequeñas Hidro	45	566.1	963
Biogás	4	10.4	16.1
Eólica	7	394	567.2
Solar	7	280.5	379.3
Biomasa	1	23	31
Total	64	1274	1956.6

Nota. *La inversión estimada corresponde a las tres primeras subastas RER.

Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: Osinermin.

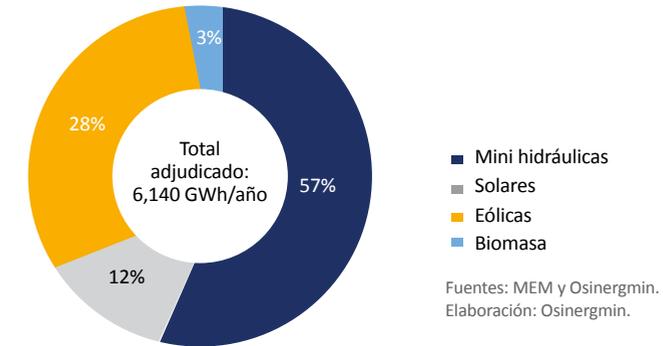
En el **cuadro 5-4** se observa que, a partir de la segunda subasta, los precios base en la mayoría de las tecnologías no han sido revelados debido al cambio en el criterio establecido en las bases. La idea fue prevenir las consecuencias que se derivan de las expectativas y especulación generadas por los participantes, tal como ocurrió en la segunda convocatoria de la primera subasta, en la cual los participantes ajustaron sus ofertas a los precios máximos revelados en la primera, comprobándose la existencia de pérdida de eficiencia en el diseño de la subasta. Por ello, para evitar este tipo de conductas, se optó a partir de la segunda subasta por revelar los precios base, únicamente en caso resulte desierta y al menos una oferta haya sido descartada por superar el precio máximo.

Cantidad de proyectos adjudicados

Mediante las subastas se adjudicaron contratos a proyectos que deben ingresar a operación comercial dentro de un plazo de tiempo establecido como fecha máxima (en estricto, usualmente tres años a futuro). En total, durante las cuatro subastas RER realizadas se han adjudicado 64 proyectos equivalentes a 1274 MW. La inversión estimada de las primeras tres alcanza US\$ 1957 millones, habiéndose puesto en servicio la mayoría de las plantas adjudicadas (ver **cuadro 5-5** y **gráfico 5-7**). La simplicidad del proceso de las subastas RER ha permitido obtener muy buenos resultados económicos.

En la cuarta subasta, convocada en setiembre de 2015 y adjudicada en febrero de 2016, se adjudicaron 13 proyectos de generación eléctrica (dos con biogás, tres con tecnología eólica, dos con tecnología

Gráfico 5-7
Energía RER adjudicada en las cuatro subastas RER según tecnología, 2008-2015



solar y seis pequeñas hidroeléctricas). Estos aportarán 1740 GWh de energía al año al SEIN. En la subasta se logró adjudicar 99% de la energía requerida.

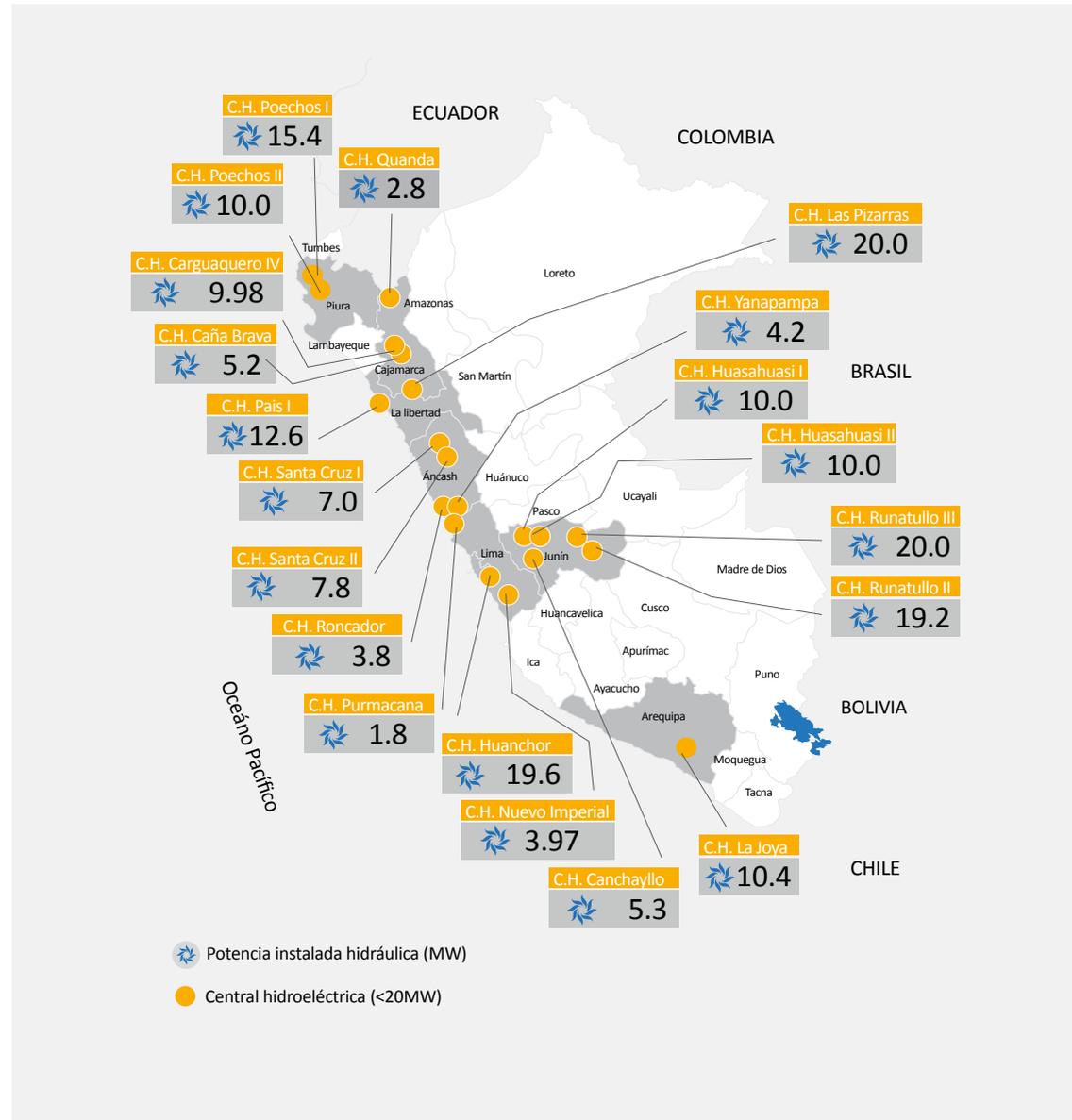
Actualmente, como resultado de las subastas RER realizadas, Perú tiene en operación comercial en el SEIN, 28 centrales RER que incluyen 16 centrales hidráulicas, una central de biogás (Huaycoloro de 5 MW), cinco centrales solares (96 MW), cuatro parques eólicos (239 MW) y dos plantas de biomasa (26 MW). Además, se tiene otras dos centrales RER que no perciben ingresos por la prima RER: la Central de Biomasa Maple Etanol y la Central Hidroeléctrica Pías (ver **mapa 5-2 A y B**).

Cuadro 5-6
Características técnicas y económicas de los proyectos RER adjudicados

Tecnología	Proyecto	Potencia central (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Fecha de la subasta	Inversión estimada (MM US\$)
Biomasa	Paramonga	23.0	52.00	2009	31.0
	Huaycoloro	4.4	110.00	2009	10.5
Biogás	La Gringa V	2.0	99.90	2011	5.6
	El Callao	2.0	77.00	2016	-
	Huaycoloro II	2.0	77.00	2016	-
	Marcona	32.0	65.50	2009	43.6
Eólica	Cupisnique	80.0	85.00	2009	242.4
	Talara	30.0	87.00	2009	101.2
	Tres Hermanas	90.0	69.00	2011	180.0
	Parque Nazca	126.0	37.83	2016	-
	Huambos	18.0	36.84	2016	-
	Duna	18.0	37.49	2016	-
	Panamericana	20.0	215.00	2009	94.6
Solar	Majes	20.0	222.50	2009	73.6
	Repartición	20.0	225.00	2009	73.5
	Tacna	20.0	223.00	2009	9.6
	Moquegua	16.0	119.90	2011	43.0
	Rubí	144.5	47.98	2016	-
	Intipampa	40.0	48.50	2016	-
Pequeñas Hidro	17 plantas	179.7	~60.00	2009	285.1
	7 plantas	102.0	~53.60	2011	227.6
	15 plantas	204.7	~56.50	2013	450.3
	6 plantas	79.7	~43.8	2016	-
	Total	64	1273.96		

Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: Osinermin.

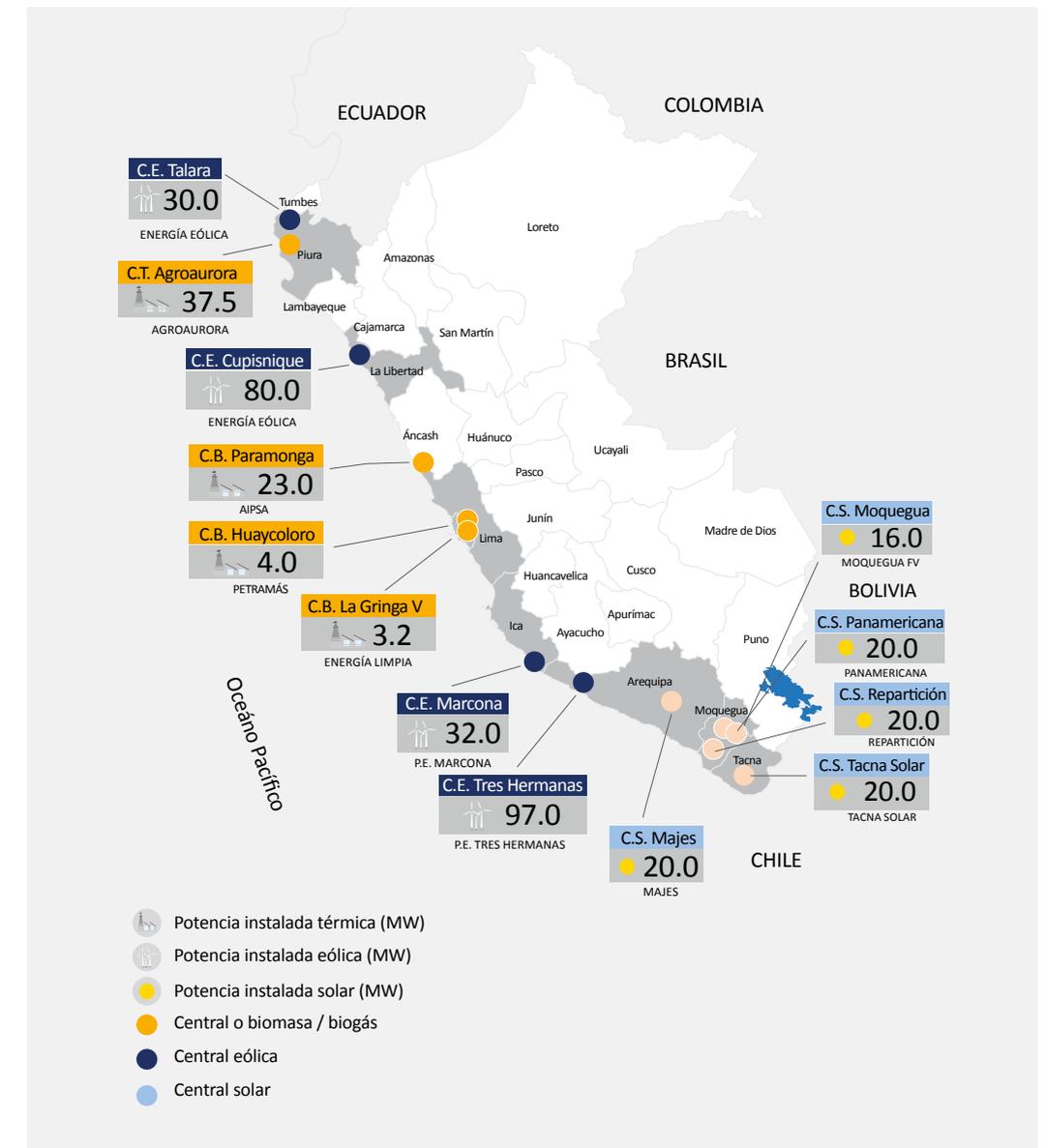
Mapa 5-2A
Proyectos RER* convencionales** en el Perú



(*) RER. Recursos Energéticos Renovables. Centrales que cuentan con la calificación RER otorgada por la Dirección de Concesiones Eléctricas (DCE) de la DGE/MEM.

(**) NC. Acorde con el DL 1002 "... se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz (RER No Convencionales). Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW (RER convencionales)".

Mapa 5-2B
Proyectos RER* no convencionales** en el Perú



(*) RER. Recursos Energéticos Renovables. Centrales que cuentan con la calificación RER otorgada por la Dirección de Concesiones Eléctricas (DCE) de la DGE/MEM.

(**) NC. Acorde con el DL 1002 "... se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz (RER No Convencionales). Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW (RER convencionales)".

Se estima que las centrales con energías renovables alcancen en 2018 (centrales en actual construcción) una capacidad de 6338 MW y un incremento de 125% en la potencia con respecto a 2008. Se trata del mayor crecimiento con energías renovables no convencionales en la historia de la electricidad en el Perú en tan solo una década. Parte de esta capacidad se ha puesto en operación, restando algunas que culminarán en el periodo 2016-2018.

Evolución de los precios obtenidos en las subastas RER

Con relación a la competitividad de las subastas, resulta claro que además de su contribución con el ambiente se requiere contar con energéticos competitivos a la luz de la experiencia previa en otros países. Para el caso peruano, cuyos precios monómicos¹⁰ a nivel de generación están entre 50-55 US\$/MWh, es aún más crítico si se desea conservar la competitividad de la industria eléctrica y cumplir con los objetivos ambientales. Los resultados de las cuatro subastas se pueden resumir en el **gráfico 5-8**.

Los resultados de la cuarta subasta han alcanzado valores de referencia internacional muy competitivos al obtener un precio promedio de 43.1 US\$/MWh, mientras que las últimas licitaciones de energía realizadas en México y Chile obtuvieron un precio promedio de 47.7 US\$/MWh y 47.5 US\$/MWh, respectivamente.

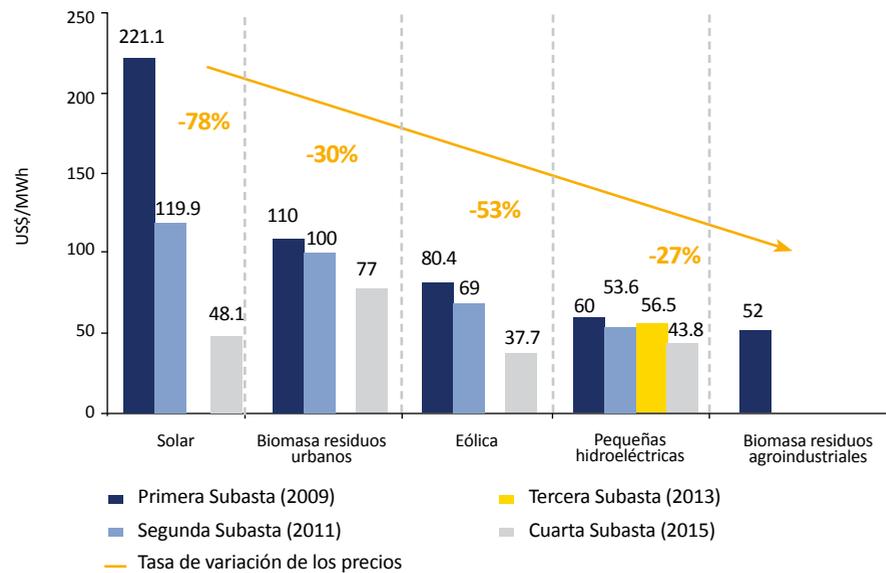
Los sistemas fotovoltaicos han reducido sus precios desde 221 US\$/Mwh a 48 US\$/Mwh en seis años. Asimismo, en el caso de los proyectos eólicos, el precio se ha reducido a 38 US\$/Mwh frente a los 80 US\$/Mwh registrados en la primera subasta. Estos precios se obtuvieron

como resultado de la disminución de los costos de cada tecnología y de la competencia dada en el proceso, donde la oferta de propuestas excedió 16 veces la demanda para las eólicas, 21 veces para las solares y tres veces para las hidroeléctricas; es decir, hubo muchos postores interesados. El objetivo del desarrollo de las RER para todas las subastas fue lograr la competencia en los resultados con respecto a otras fuentes. Cabe resaltar que el sistema de subastas, el cual es un mecanismo de competencia por el mercado, permite determinar el precio máximo que los demandantes están dispuestos a pagar por el producto, acercándose por lo tanto a una situación competitiva de mercado.

Resultados de las subastas RER Off-Grid

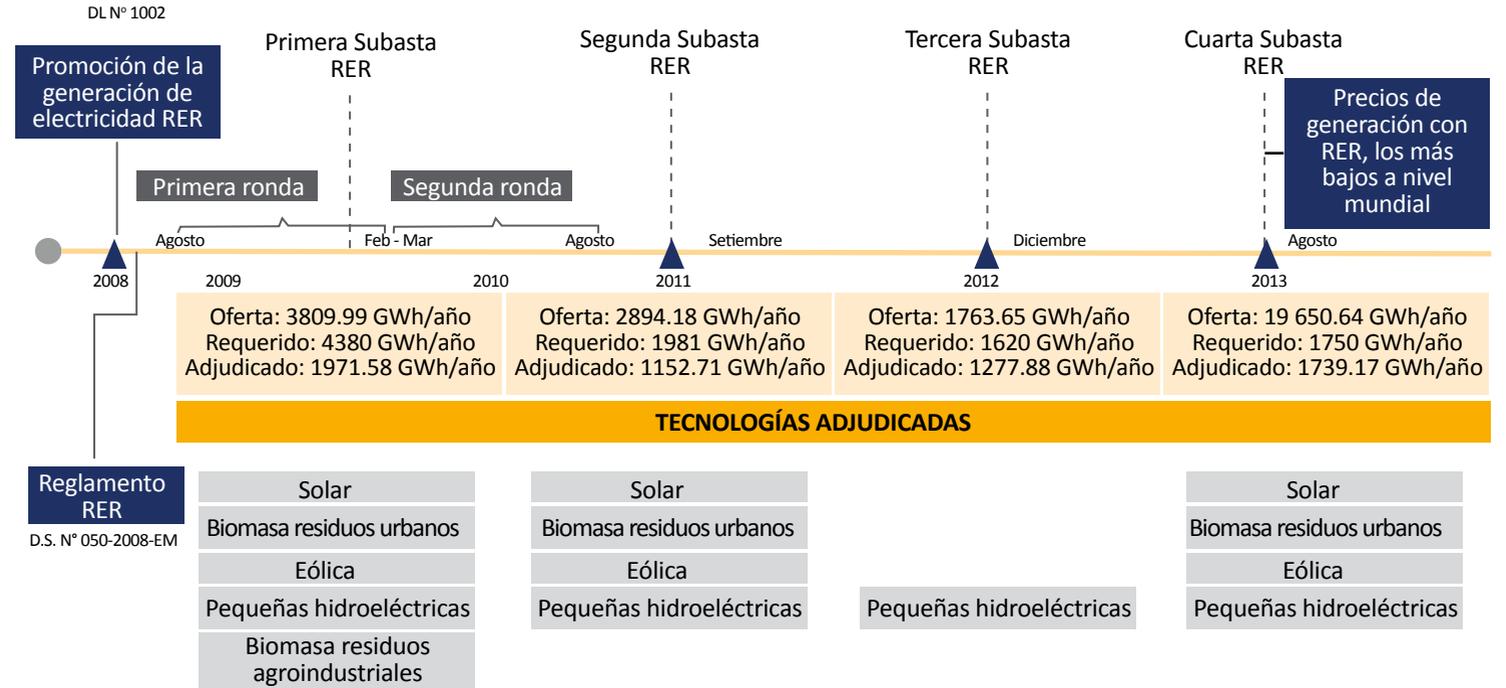
En el marco de la política de electrificación rural (Plan de Acceso Universal a la Energía y Plan Nacional de Electrificación Rural 2016-2025), cuyo desafío es llevar electricidad con energías renovables y a gran escala a los peruanos de las zonas rurales y aisladas del país, en 2013 se ejecutó la primera subasta RER de sistemas fotovoltaicos para suministro de energía a áreas no conectadas a la red. Como resultado, en 2014 se entregó una licitación a la empresa Ergon Perú S.A.C. para suministrar electricidad con sistemas fotovoltaicos a cerca de 15 mil localidades de las zonas rurales del norte, centro y sur del país que no cuentan con redes tradicionales de electricidad.

Gráfico 5-8
Precios promedio de los proyectos adjudicados



Fuente y elaboración: Osinermin.

Ilustración 5-7
Línea de tiempo de los procesos de subasta RER



Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: GPAE - Osinermin.

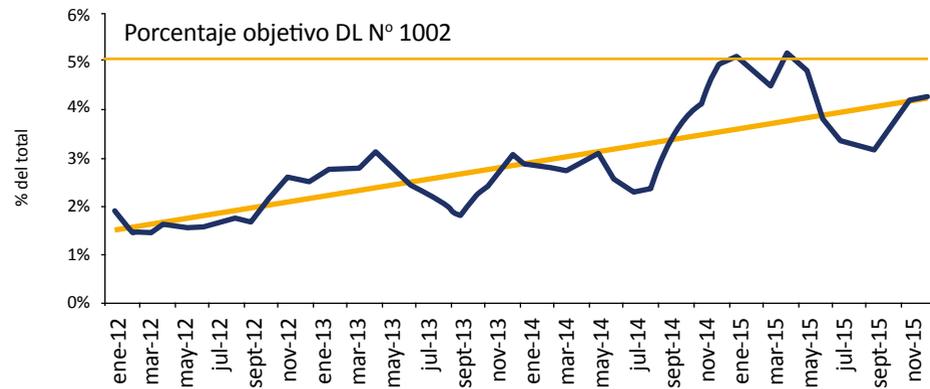
De acuerdo con el cronograma de ejecución, a 2018 se instalarán hasta 450 mil sistemas fotovoltaicos para proveer de electricidad a viviendas, centros de salud y escuelas equivalentes a 50 MW de capacidad, con una remuneración anual de US\$ 28.5 millones anuales. Esto cubriría la inversión, costos de operación y mantenimiento por un periodo de 15 años en las zonas rurales del Perú.

5.7. LAS ENERGÍAS RER EN LA MATRIZ ENERGÉTICA

En Perú, históricamente, más de 50% de la producción de electricidad ha provenido de fuentes renovables. Hasta 2002, la generación hidroeléctrica representaba 85% del total de energía eléctrica generada en el país. Con el desarrollo del gas de Camisea, las centrales hidroeléctricas han ido disminuyendo hasta representar actualmente 48% de la matriz energética.



Gráfico 5-9
Evolución de la producción de energía con RER (% del total)

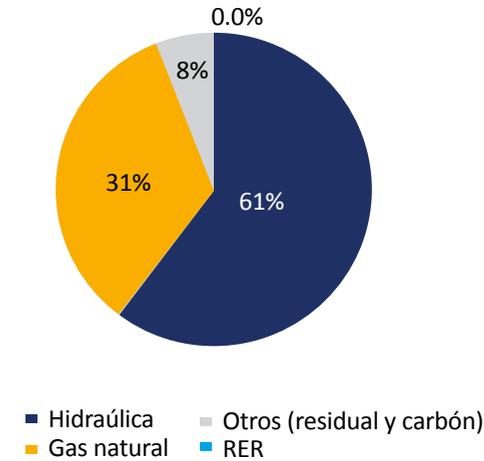


Fuente: COES y Osinermin. Elaboración: GPAE - Osinermin.

A partir de 2008, con el inicio de las licitaciones RER, la participación de las energías renovables no convencionales en la producción total de energía del SEIN¹¹ ha ido en aumento, aunque de forma moderada como puede observarse en **gráfico 5-9**.

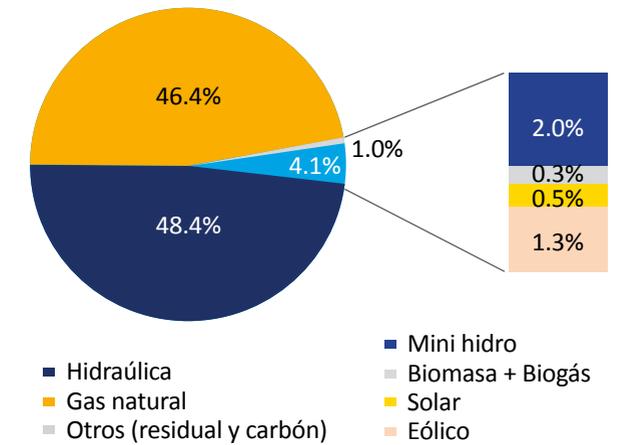
En 2008, las fuentes RER representaban menos de 0.01% del total de la energía producida, mientras que en 2015 su participación se elevó a 4.1% (ver **gráficos 5-10** y **5-11**). Del total de la generación RER de 2015 (4.1%), 2% corresponde a las centrales mini hidráulicas, 1.5% a las centrales eólicas, 0.5% a las centrales solares y 0.3% a las centrales de biomasa (0.21%) y biogás (0.08%) en conjunto. Estos resultados muestran que se va a alcanzar el porcentaje meta establecido en el DL N° 1002: tener hasta 5% de electricidad generada con tecnología RER.

Gráfico 5-10
Producción de energía eléctrica SEIN según tipo de generación
Total generación eléctrica (2008): 29 559 GWh



Fuente: COES. Elaboración: GPAE - Osinermin.

Gráfico 5-11
Producción de energía eléctrica SEIN según tipo de generación
Total generación eléctrica (2015): 44 540 GWh



Fuente: COES. Elaboración: GPAE - Osinermin.

En concordancia con el Plan Energético Nacional, las energías renovables no convencionales tienen un rol fundamental en la diversificación de la matriz eléctrica peruana. Su competitividad se viene logrando progresivamente y en la cuarta subasta RER se alcanzaron precios récord a nivel global mediante cuotas de energía por tecnologías y procesos con alta competencia de postores.

En resumen, la diversificación de la matriz energética, vía introducción de tecnologías RER, aumenta la confiabilidad del sistema eléctrico y reduce la dependencia de combustibles fósiles. Asimismo, permite cumplir con los compromisos del país con respecto a la reducción de emisiones de GEI y favorece un mayor acceso a la electricidad en las zonas más vulnerables. El mecanismo de subastas y cuotas utilizado en el Perú para la introducción de los RER en el parque generador ha sido exitoso al lograr precios competitivos a nivel internacional. Sin embargo, existen oportunidades para seguir mejorando.

La experiencia internacional, en especial la última licitación realizada en Chile en agosto de 2016, señala que una opción para lograr subastas más competitivas es realizar grandes rondas en lugar de diferentes subastas en distintos momentos. Este método fomentaría una mayor competencia e interés internacional. Asimismo, el diseño de las futuras subastas en el Perú podría considerar la posibilidad de licitar por tramos horarios con el objeto de aprovechar las ventajas particulares de cada tecnología.

Finalmente, en lugar de establecer una cuota para cada tecnología se podría establecer una cuota general para todas las fuentes RER a fin de obtener precios más bajos y competitivos. En el **capítulo 9** de este libro se señala en mayor detalle los desafíos y perspectivas a futuro que enfrentará el sector eléctrico en el ámbito de energías renovables.

La diversificación de la matriz energética, vía introducción de tecnologías RER, aumenta la confiabilidad del sistema eléctrico y reduce la dependencia de combustibles fósiles.



Foto: Parque Eólico. Fuente: www.shutterstock.com



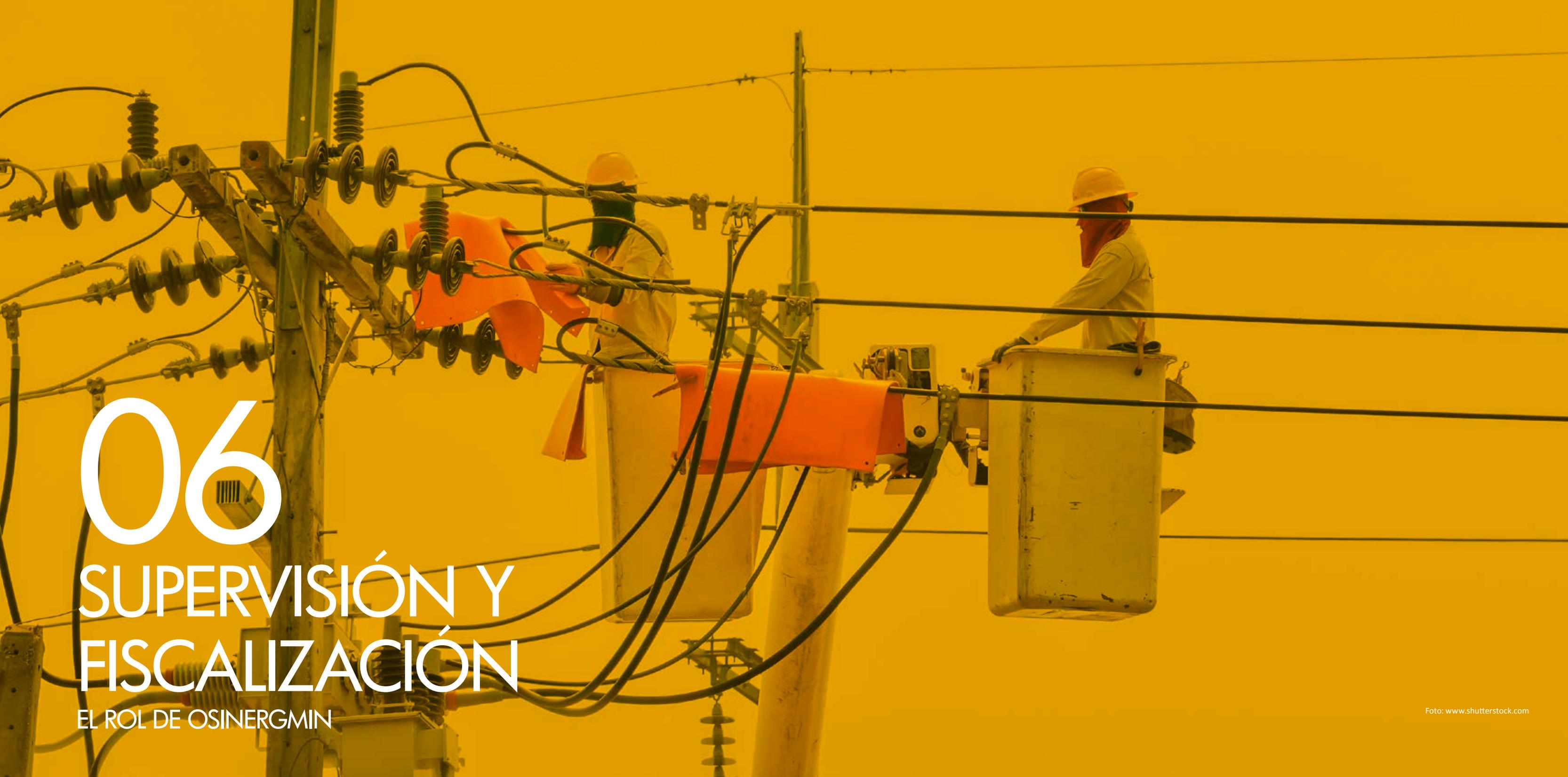
EL IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En los últimos años, la contaminación y el cambio climático se han convertido en una de las principales preocupaciones de la humanidad, pues sus impactos ponen en riesgo el futuro de nuestra existencia. La energía y el transporte contribuyen de manera significativa a esta problemática. Es por esto que existe la necesidad de transformar el modelo actual, caracterizado por el uso de energías convencionales y grandes infraestructuras de generación, en una propuesta que se cimiente, principalmente, en las energías renovables, la eficiencia y la generación distribuida.

Desde 2008, Perú estableció que era de interés nacional y necesidad pública la promoción de las energías renovables, ofreciendo incentivos a los inversionistas, como la prioridad en el despacho, el acceso a las redes de transmisión y distribución, y tarifas estables a largo plazo determinadas mediante subastas competitivas. Ocho años después, se observa con expectativa, cómo el proceso de subasta se ha convertido en el principal mecanismo para fomentar, de forma competitiva, el desarrollo de proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables para la venta de energía al SEIN. Asimismo, se ha logrado impulsar el desarrollo de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD) en las zonas rurales y aisladas del país, lográndose adjudicar la subasta para instalar hasta 500 mil sistemas fotovoltaicos (off-grid), equivalentes a 50 MW de capacidad.

*Ing. Víctor Manuel Ormeño Salcedo,
Gerente de Regulación de Tarifas de Osinergmin*





06

SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN

EL ROL DE OSINERGMIN



“ SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN

El rol de Osinergmin

Osinergmin mantiene una interacción cercana con las empresas concesionarias y usuarios eléctricos. Gracias a ello se han mejorado los procedimientos de supervisión y fiscalización en calidad y seguridad del sector eléctrico. Además, verifica que las empresas cumplan con las normas vigentes de seguridad y calidad. El usuario eléctrico, a su vez, mediante sus reclamos y respuestas a encuestas que realiza Osinergmin, brinda información al regulador para mejorar sus procesos de supervisión.

”

SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN

El rol de Osinergmin

Como se mencionó en el **capítulo 4**, Osinergmin tiene la función supervisora, reguladora, normativa, fiscalizadora y sancionadora, además de dar solución a reclamos y controversias. A partir de 2002, implementó criterios por resultados mediante indicadores, con el objetivo de lograr una mejora continua en la prestación de los servicios y cumplir las normas técnicas de calidad. Esto permitió mejorar la calidad y seguridad del sector eléctrico para el bienestar de los usuarios.

La supervisión de la industria eléctrica involucra la verificación del cumplimiento de las obligaciones requeridas por ley a los agentes del sector. El principal objetivo de las normas establecidas para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica es garantizar a los usuarios un suministro de electricidad continuo, adecuado, seguro, confiable y oportuno. Estas obligaciones están contenidas en la normativa de carácter general, en los contratos de concesión, servicio u otra modalidad contractual, según corresponda, y aquellas emitidas en virtud de medidas administrativas y/o mandatos de carácter particular. Es decir, la función supervisora permite el desarrollo de una infraestructura eléctrica eficiente, que opera de manera confiable y que cumple

con las normas de seguridad y de calidad del servicio.

Una de las principales funciones de Osinergmin es la resolución de reclamos de los usuarios de los servicios públicos dentro del ámbito de su competencia. Esta se realiza mediante un órgano especializado con autonomía funcional denominado la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios (JARU). La JARU se encarga de resolver, en segunda y última instancia administrativa, los reclamos de los usuarios de los servicios públicos de electricidad y gas natural, así como las quejas y medidas cautelares relacionadas.

De igual forma, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (Tastem) es el órgano autónomo de segunda

y última instancia que resuelve los recursos de apelación en el marco de procedimientos administrativos sancionadores seguidos en el ámbito de Osinergmin.

El modelo de supervisión de Osinergmin incluye el uso de herramientas estadísticas, como el muestreo aleatorio para reducir los costos de supervisión a un nivel acorde con sus restricciones presupuestarias, y el uso de un esquema de incentivos basado en la aplicación de sanciones que privilegian la disuasión. Así, Osinergmin cuenta con un sistema de sanciones disuasivas, basadas en el concepto de que la mejor forma de proteger a los consumidores es dando las señales económicas ex ante la ocurrencia de accidentes o contingencias para que las empresas cumplan con las normas de forma preventiva.



Supervisión - Sub Estación San José Alta Tensión (500 kV) - 2015 Perú GSE Osinergmin.

6.1. ENFOQUE DE LA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN

La regulación de tarifas y la fiscalización del cumplimiento de la prestación del servicio eléctrico bajo las condiciones de alta calidad y seguridad, son tareas complementarias (ver **capítulo 4**). Los precios están diseñados para que las empresas recuperen sus inversiones y cubran los costos eficientes para operar y mantener sus instalaciones de acuerdo con la normativa vigente, incluyendo los requerimientos de calidad. Las concesionarias tienen la obligación de cumplir con brindar adecuados niveles de calidad y seguridad del suministro de energía (ver la **ilustración 6-1**).

La regulación realizada por Osinergmin puede ser vista desde un punto de vista económico y social, tal como se desarrolló en el **capítulo 4**, como una que busca mitigar riesgos y externalidades. La regulación económica se encuentra enfocada en el funcionamiento eficiente para la expansión y operación del sistema eléctrico. Por otra parte, la regulación social se enfoca en proteger a los usuarios del servicio público de la electricidad. De acuerdo con el Artículo 65 de la Constitución Política, el Estado tiene la obligación de defender el interés de los consumidores y usuarios ante la existencia de fallas de mercado o externalidades. Así, uno de los principales

bienes jurídicos protegidos por Osinergmin es el valor de la vida humana, fin supremo de la sociedad y del Estado.

Asimismo, el artículo 63 del Código de Protección y Defensa del Consumidor (Ley N° 29571), establece que la protección de los usuarios de los servicios bajo el ámbito de las entidades definidas en la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada de los Servicios Públicos (Ley N° 27331), que define a Osinergmin como organismo regulador, se rige por los principios del Código y por las regulaciones sectoriales. De este modo, el Código reconoce a Osinergmin como la única autoridad encargada de la protección de los

derechos de los consumidores de los servicios públicos de energía, en particular del servicio eléctrico.

Las normativas establecidas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y Osinergrmin definen los requerimientos que deben cumplir las empresas con respecto a los niveles de seguridad de las actividades energéticas y las normas técnicas que regulan los aspectos relacionados con la seguridad y la calidad. Los estándares se identifican, primero, a nivel conceptual, estableciendo cuáles

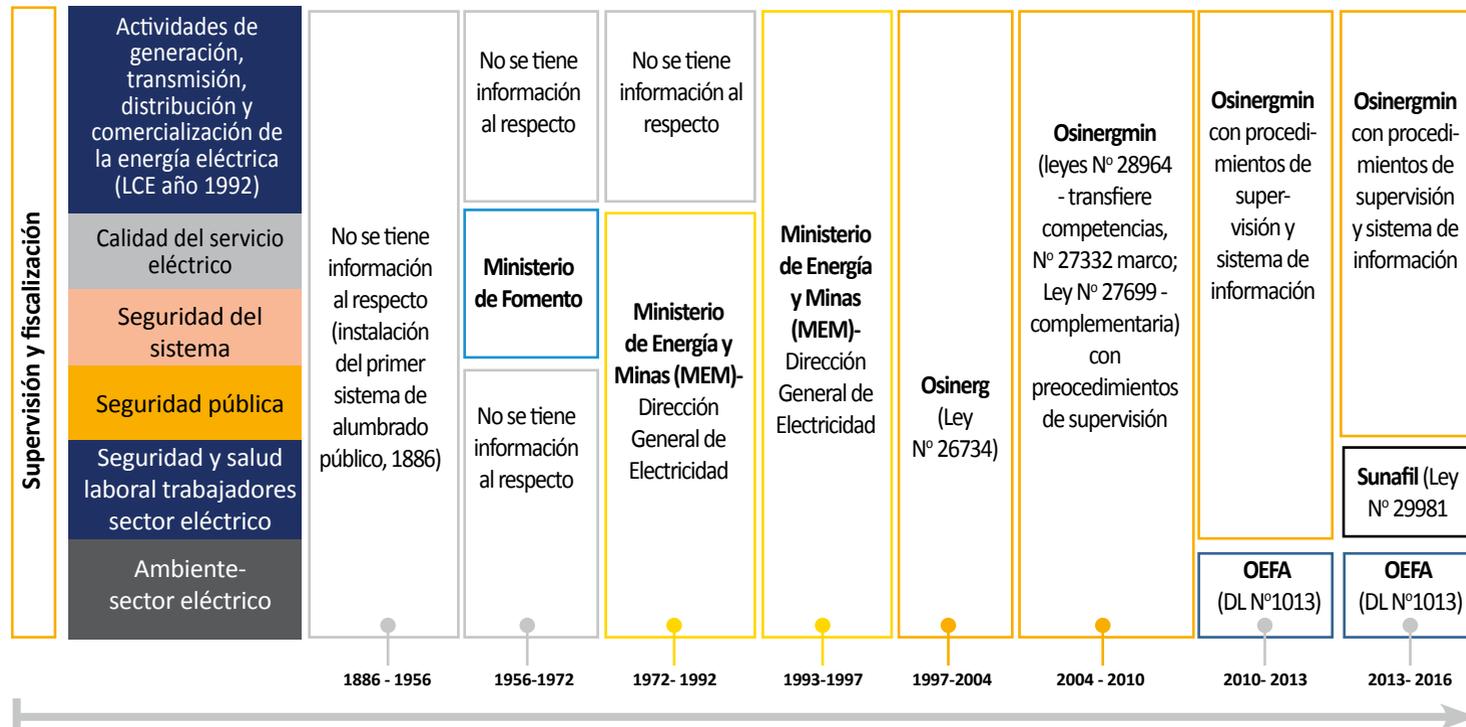
son los atributos que los consumidores valoran del servicio eléctrico; luego se determinan los indicadores de calidad a supervisar, así como sus respectivas tolerancias, de tal manera que, en la medida de lo posible, se logre un balance adecuado entre los costos y los beneficios de proveer calidad. Asimismo, como parte de su función supervisora, Osinergrmin regula el cumplimiento de las obligaciones técnicas y legales derivadas de los Contratos de Concesión por parte de las empresas o actividades supervisadas (ver **ilustraciones 6-2 y 6-3**).

En este contexto, como se desarrolló en el **capítulo 4**, existen problemas de asimetría de la información en lo que refiere al esfuerzo por seguridad y el cumplimiento de las normas legales entre el regulador y la empresa. El regulador tiene un costo en verificar el nivel de seguridad adoptada por la empresa, que garantiza el cumplimiento de las normas. Las empresas cuentan con mejor información sobre sus actividades de riesgo y el esfuerzo por evitar accidentes, por lo que pueden tener incentivos para reducir su esfuerzo en seguridad y evitar el aumento de sus costos.

El principal objetivo de las normas establecidas para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica es garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, seguro, adecuado, confiable y oportuno.

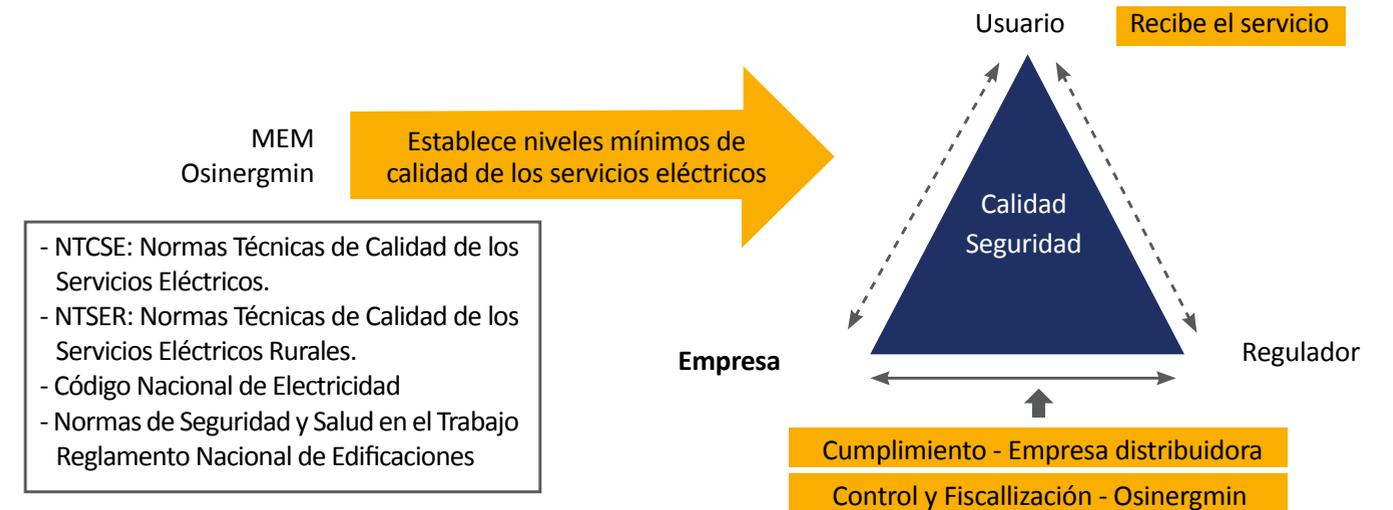
La teoría económica establece que el nivel óptimo de control de la seguridad y los valores óptimos de sanciones por infracciones de seguridad se determinan resolviendo el problema del órgano regulador. Este busca maximizar el bienestar social esperado, pero está sujeto a limitaciones presupuestarias, restricciones de información y que los incentivos de la empresa sean compatibles con el objetivo del regulador, *incentive compatibility* (Holmstrom, 1979), a las limitaciones de responsabilidad que se establecen en la legislación mercantil (Shavell, 1987) y a otras restricciones relacionadas con el entorno político (Tirole, 1986; Hiriart et al., 2010; Vásquez, 2012). Asimismo, como se indicó en el **capítulo 4**, es probable que el producto provisto por un monopolio no regulado presente un nivel de calidad distinto al socialmente óptimo. En este contexto, se justifica la existencia de un organismo regulador que se encargue de resolver los problemas relacionados con la provisión de calidad por parte de una empresa distribuidora con características monopólicas. La calidad del servicio eléctrico se asocia directamente con la calidad técnica, comercial y del alumbrado público (ver **recuadro 6-1**).

Ilustración 6-1
Evolución de entidades encargadas de la supervisión y fiscalización del sector eléctrico en Perú, 1886-2016



Fuente y elaboración: GSE y GPAE-Osinergrmin.

Ilustración 6-2
Supervisión de la calidad de los sistemas eléctricos y seguridad industrial



Fuente y elaboración: GSE y GPAE-Osinergrmin.

Calidad del servicio eléctrico

Tamayo, J. et al. (2012 y 2013) menciona que, según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-1997-EM, los atributos de calidad tienen por finalidad garantizar la seguridad pública para beneficio de los consumidores. Así, el control de calidad del servicio eléctrico comprende la supervisión de:

- i. **Calidad técnica:** aspectos técnicos en relación al producto (la tensión, la frecuencia y las perturbaciones) y al suministro (ocurrencia de interrupciones en el sistema eléctrico).
- ii. **Calidad comercial:** considera tres grandes rubros como atención al cliente, facturación y registro, además de la medición del consumo. Tiene como objetivo garantizar que el suministrador del servicio eléctrico brinde al consumidor una atención satisfactoria, la información necesaria para que conozca sus derechos y deberes y las instalaciones necesarias para el pago del servicio. La atención al consumidor debe darse con un trato razonable, amable, sin esperas prolongadas de manera innecesaria, respondiendo a las inquietudes y resolviendo las quejas e/o incomodidades que se presenten. Asimismo, la facturación debe cumplir ciertos criterios como, por ejemplo, que se entreguen en plazos determinados los recibos o facturas por el servicio, sin errores en la medición del monto a pagar.

iii. **Calidad de alumbrado público:** se encuentra relacionada con los niveles de iluminación según las zonas geográficas urbana y rural. En algunos países, la calidad del alumbrado público es responsabilidad de las autoridades municipales; en nuestro país es de las empresas distribuidoras eléctricas. Este tipo de calidad está relacionado con los niveles de iluminación de la zona y el mantenimiento periódico de los postes de alumbrado, entre otros aspectos.

Ilustración 6-3 Normas sobre seguridad y calidad

Normativa sobre la seguridad y calidad del sector eléctrico

- Ley de Concesiones Eléctricas (N° 25844) y su Reglamento (N° 009-93-EM).
- Código Nacional de Electricidad (Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM).
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) RD N° 016-2008-EM/DGE.
- Procedimiento Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos (Resolución Osiner N° 074-2004 OS/CD).
- Normas y resoluciones relacionadas con la prestación del servicio público de electricidad emitidas por el MEM y Osinermin.
- Norma para la Elaboración de Proyectos y Ejecución de Obras en Sistemas de Distribución en Media Tensión N° 018-2002-EM/DGE
- Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo (Ley N° 29783)
- Reglamento Nacional de Edificaciones (Decreto Supremo N° 011-2006-VIVIENDA del 05-03-2006)
- Atención y Disposición de Medidas ante Situaciones de Riesgo Eléctrico Grave. Resolución Osinermin N° 107-2010-OS/CD.

Fuente: GSE-Osinermin. Elaboración: GPAE- Osinermin.



Foto: www.shutterstock.com

En la **ilustración 6-4** se muestra el ámbito de supervisión de Osinermin. Estos aspectos son evaluados y supervisados periódicamente, utilizando indicadores de performance, con esquemas innovadores de supervisión y monitoreo del cumplimiento de las normas del sector eléctrico, así como un enfoque pionero en el Perú (desarrollado en 2003), basado en una política de sanciones que busca disuadir las infracciones de las empresas mediante la aplicación de incentivos económicos.

Estrategia de supervisión

Se establece mediante procedimientos. De esta manera se elabora el proceso para un tema específico que será materia de supervisión (ej. facturación, cobranza y atención al usuario). En el procedimiento se define la información que deberá remitir el concesionario a ser verificada. La evaluación de los cumplimientos se realiza por medio de indicadores de gestión que generan la emisión de sanciones en caso la empresa no cumpla con los niveles de performance establecidos (ver **ilustración 6-5**).

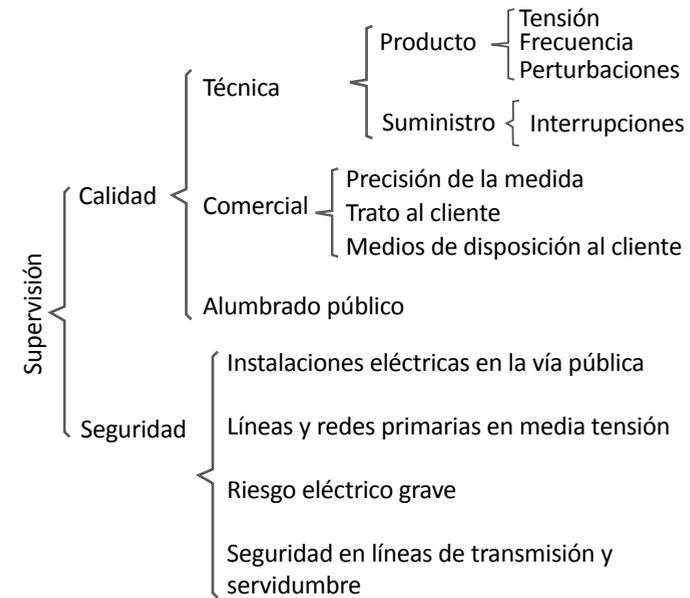
A modo de ejemplo, los principales procedimientos que administra Osinermin a fin de garantizar la calidad y seguridad del servicio eléctrico se resumen en la **ilustración 6-6**. A la fecha, están vigentes 26 procesos de supervisión y fiscalización, de los cuales 18 cuentan con Certificación ISO 9001².

Cada uno de estos procedimientos cuenta con una metodología clara y bien definida, que debe comprender la recopilación de información del COES y las concesionarias para su posterior comparación con las tolerancias establecidas. Previamente, se verifica la información proporcionada mediante supervisiones de campo. Al final se generan escalas de multas bajo el criterio económico del beneficio percibido y el daño ocasionado.

A partir de 2003 comenzó la modalidad de supervisión de la calidad y seguridad de los servicios de electricidad, con procedimientos que actualicen muestreos estadísticos e información proporcionada por las propias concesionarias con formatos y tolerancias establecidas. Así, se alcanzaron resultados que confirman su eficacia y economía de recursos. Las actividades de supervisión a las empresas permiten verificar que las concesionarias implementan y operan sus instalaciones cumpliendo con las normas técnicas. Finalmente, se realiza una encuesta de percepción a los usuarios, con el objetivo de identificar aquellos aspectos de calidad que afectan en mayor grado a los usuarios energéticos de acuerdo con lo requerido por la normativa aplicable (ver **ilustración 6-7**).

Las medidas de supervisión pueden representar una proporción importante del presupuesto del ente regulador. De esta forma, se desarrollan técnicas que permiten una mejor focalización de las mismas mediante un análisis de probabilidad de riesgos e impactos, favoreciendo aquellas instalaciones de mayor probabilidad de ocurrencia y con un alto impacto.

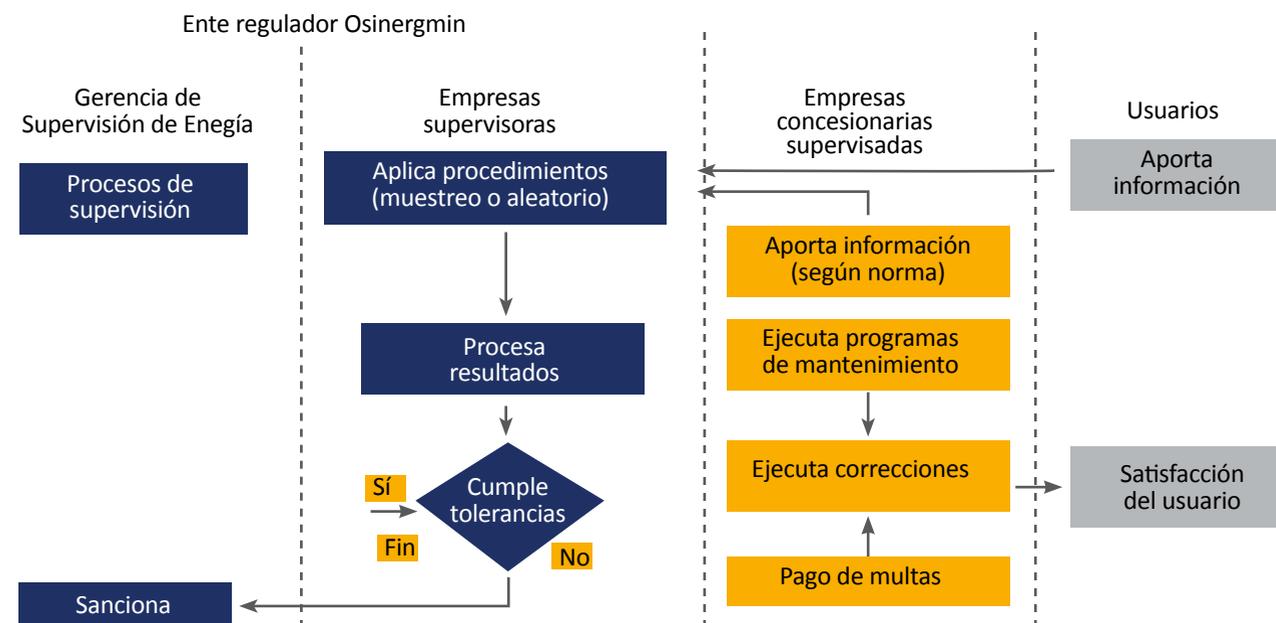
Ilustración 6-4 Ámbito de la supervisión de Osinermin



Fuente y elaboración: GPAE-Osinermin.

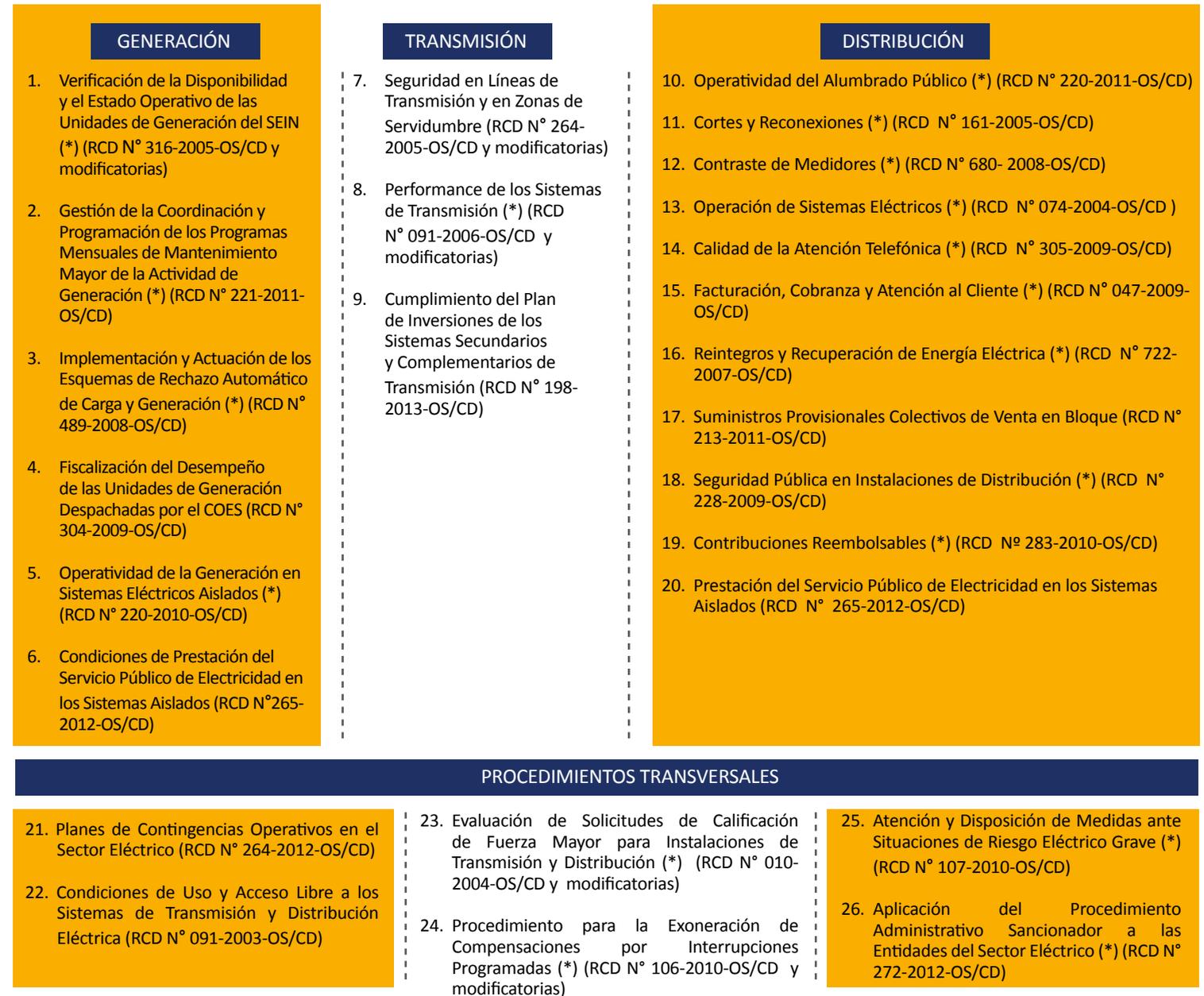


Ilustración 6-5
Supervisión de la calidad de los sistemas eléctricos



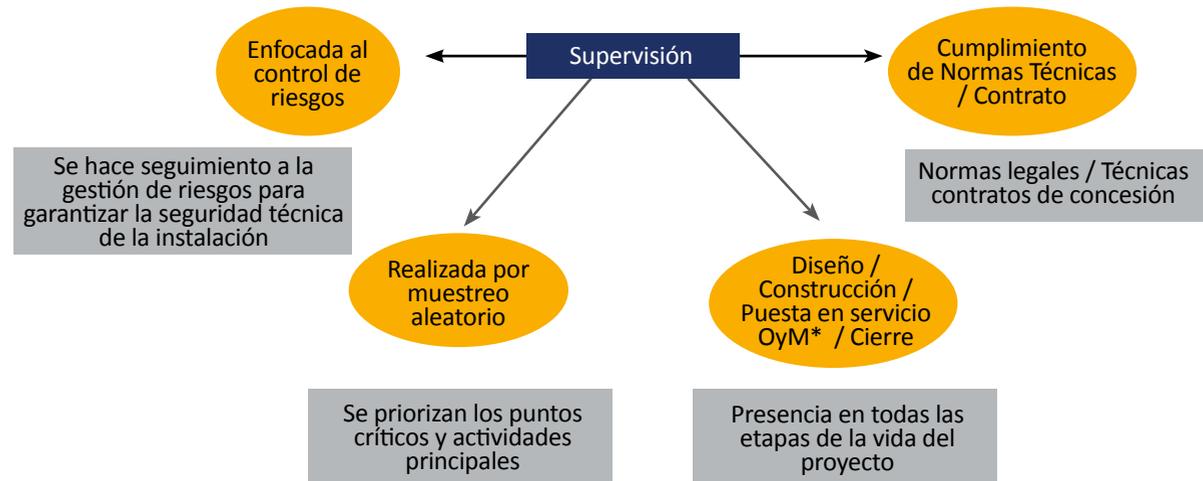
Fuente y elaboración: Osinermin.

Ilustración 6-6
Procedimientos para la supervisión de las actividades del sector eléctrico



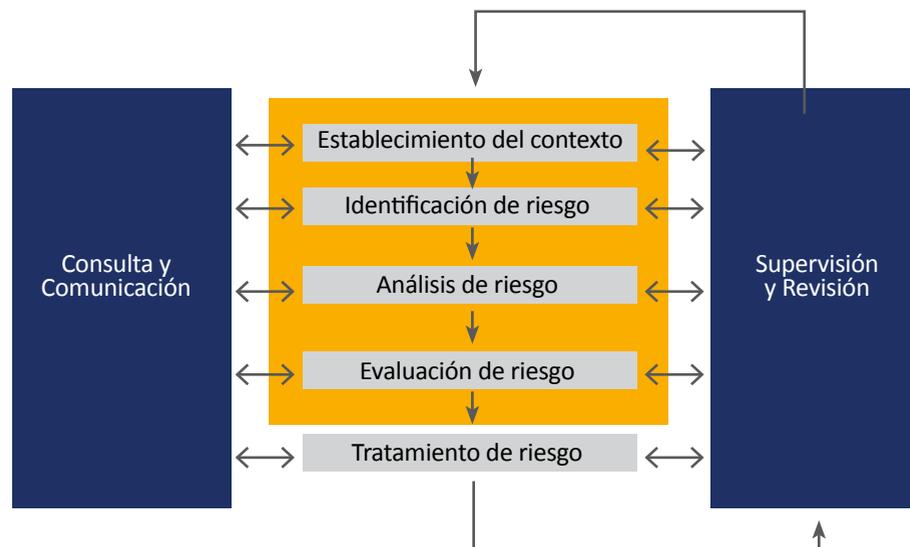
Fuentes: GSE-Osinermin. Elaboración: GPAE- Osinermin.

Ilustración 6-7
Estrategia de supervisión en Osinergmin



* OyM: Operación y Mantenimiento. Fuente y elaboración: GSE- Osinergmin.

Ilustración 6-8
Proceso de gestión de riesgos



Fuente y elaboración: Vásquez, Salvador, García y Fernández (2013).

Si en algún momento los riesgos de seguridad superan los límites establecidos por el regulador, este lleva a cabo acciones de emergencia, como por ejemplo la suspensión de actividades por parte de la empresa (ver **ilustración 6-8**).

La ejecución del proceso de gestión de riesgos es una herramienta que permite identificar las acciones a tomar y clasificar. Este modelo considera que las actividades de alto riesgo deben ser controladas con más frecuencia (ya que pueden generar daños sociales más grandes), mientras aquellas con riesgo moderado o bajo deben ser monitoreadas con menos frecuencia con el fin de minimizar costos asociados al monitoreo del esfuerzo por el regulador (Mondello, 2011).

Ejecución de la supervisión y fiscalización

a) Supervisión en base a indicadores

De acuerdo con las mejores prácticas regulatorias, la supervisión y fiscalización del cumplimiento de las regulaciones deben estar basadas en la evidencia. Así, mediante indicadores se otorgan prioridades en la asignación de recursos, y se realiza la supervisión y fiscalización con criterios de eficacia y eficiencia. En el diseño de los indicadores, el número de infracciones y el valor de las sanciones impuestas deben ser rastreados, como un reflejo de información pertinente que permita brindar una rendición de cuentas de las actividades del regulador.

Por otro lado, Osinergmin observó que al inicio de la reforma del sistema de supervisión, en el

sector eléctrico no necesariamente se contaba con toda la información sobre la realidad específica de cada concesionario. Asimismo, se evidenció la existencia de algunos problemas en la capacidad de adecuación al nuevo sistema, debido a una serie de restricciones administrativas como las que enfrentan las empresas distribuidoras estatales.

Osinergmin estimó conveniente aplicar al nuevo esquema de supervisión un régimen de gradualidad, con el objetivo de que las empresas eléctricas se adecuen satisfactoriamente. Esta gradualidad permitió que las empresas alcancen los niveles de tolerancia meta de los indicadores de calidad o seguridad, luego de un número de años de implementación (ver **gráfico 6-1**).

Asimismo, aplicó un enfoque de gestión

por aproximaciones sucesivas a la meta de cumplimiento, que ha permitido logros en términos de la mejora de la calidad y seguridad del servicio que reciben los consumidores de energía eléctrica.

En el caso de los indicadores utilizados en los procedimientos mencionados, se enfatizó que su verificación no sea excesivamente compleja. Estos permiten evaluar el desempeño de la empresa en cada periodo y luego establecer las sanciones a las que estará sujeta. Existen más de 30 indicadores de calidad y seguridad del servicio eléctrico, entre los cuales destacan aquellos que guardan una relación directa con los consumidores finales (Tamayo, J. et al., 2012 y 2013):

i. Deficiencias de alumbrado público³. Es el indicador que mide el porcentaje de unidades de alumbrado público deficientes:

$$DEF\% = \frac{DEF}{LAMP} \times 100 \quad (6-1)$$

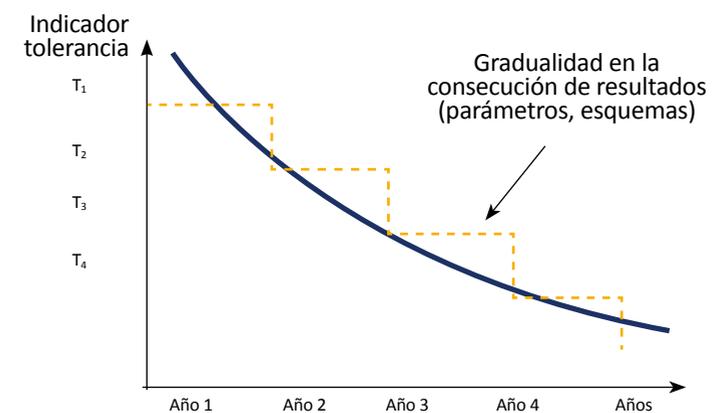
donde:

DEF: número de lámparas deficientes en la muestra.

LAMP: número total de lámparas de la muestra.

La tolerancia desde 2014 en adelante es de 1.5% en zonas urbanas y 2.0% en otras áreas. Adicionalmente, se ha incorporado un indicador similar de atención a las denuncias por parte de los usuarios de lámparas en mal estado (con una tolerancia de 2.0%), que deben ser atendidos en un plazo máximo de tres días para zonas urbanas y siete días en rurales. Si se transgreden las tolerancias establecidas, se aplicará una multa en función del porcentaje de unidades de alumbrado público (UAP) con

Gráfico 6-1
Gradualidad de las tolerancias



Fuente y elaboración: Tamayo, J. et al. (2012 y 2013).

deficiencias, de la muestra fiscalizada obtenida en el semestre evaluado⁴. En el **capítulo 8** se evalúa el impacto económico de la reducción de las deficiencias en las unidades de alumbrado público.

ii. Desviación del monto facturado (DMF)⁵. Es aquel indicador que mide el porcentaje de la desviación del monto facturado:

$$DMF = \left(\frac{MFC}{MCO} - 1 \right) \times 100 \quad (6-2)$$

donde:

DMF: desviación del monto facturado.

MFC: monto facturado por el concesionario.

MCO: monto de facturación calculado por Osinergmin.

En caso de incumplimiento, se aplicará una multa cuando el DMF sea mayor o igual a 0.01% (tolerancia). La sanción multa está expresada por cada 0.01% del porcentaje encontrado y se fijará por tramos, pudiendo alcanzar 12.36 unidades impositivas tributarias (UIT) cuando la empresa concesionaria cuente con una facturación promedio mensual mayor a S/. 70 millones y un DMF mayor a 0.30%⁶.

iii. Medidores no contrastados⁷. Es el indicador que mide el número de medidores a contrastar:

$$LOTEM = \frac{5}{100} \times PARQUE \quad (6-3)$$

donde:

LOTEM: número de medidores a contrastar.

PARQUE: número total de medidores de la concesionaria.

Los medidores deberán ser contrastados o verificados, como mínimo, una vez cada 10 años. La selección de los medidores electromecánicos a contrastar o electrónicos a verificar deberá ser efectuada por las concesionarias y se realizará cada semestre. Los medidores que tienen que contrastarse deben ser el 5% del total del parque de equipos de medición que cada empresa mantiene bajo su administración⁸. En el **capítulo 8** se evalúa el impacto de la reducción de medidores defectuosos.

iv. SAIFI⁹. Es el indicador que mide la frecuencia media de interrupción por usuario (*System Average Interruption Frequency Index*):

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{N} \quad (6-4)$$

donde:

U_i : número de usuarios afectados en cada interrupción "i".

n: número de interrupciones en el periodo.

N: número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo.

v. SAIDI. Es el indicador que mide la duración media de interrupción por usuario (*System Average Interruption Duration Index*):

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times U_i}{N} \quad (6-5)$$

donde:

U_i : número de usuarios afectados en cada interrupción "i".

t_i : duración de cada interrupción "i" (medido en horas).

n: número de interrupciones en el periodo.

Foto: www.shutterstock.com



N: número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo.

vi. Desviación del tiempo de reconexión (DTR)¹⁰. Con este indicador se determina el grado de desviación superior del tiempo de reconexión del servicio con respecto al tiempo estándar de reconexión establecido por la normatividad vigente (24 horas):

$$\begin{aligned} DTRI &= N' / N, \\ DTR 2 &= 1 + D' / D \\ DTR &= DTR1 \times DTR2 \end{aligned} \quad (6-6)$$

donde:

D': sumatoria de las horas de exceso.

N': número de reconexiones con exceso en los plazos de atención.

D: sumatoria del número de horas estándares de los casos con exceso en el plazo de atención de la reconexión.

N: número total de reconexiones de la muestra.

El incumplimiento de esta obligación genera una multa que considera el tiempo de reconexión desde el momento en que se superó la causa que generó el corte del servicio¹¹.

vii. Desviación del tiempo de atención al usuario (DTA)¹². Este indicador determina los excesos en el tiempo incurrido en la cobranza de los recibos de los usuarios en las oficinas de las empresas concesionarias con respecto al tiempo máximo de atención establecido en 15 minutos:

$$DTA\% = \frac{(TAC - TAE)}{TAE} \times 100 \quad (6-7)$$

donde:

TAC: tiempo de atención determinado por Osinergmin en la visita muestral.

TAE: tiempo de atención estándar.

Por otro lado, en el caso particular de seguridad, Osinergmin estableció un procedimiento de paralización de actividades por riesgo eléctrico grave (posible contacto accidental con partes energizadas expuestas, arco eléctrico o incendio en una instalación eléctrica)¹³. En el **capítulo 8** se evalúa el impacto económico de la prevención de accidentes eléctricos graves. Los indicadores de seguimiento de este procedimiento son los siguientes:

$$M = \frac{\text{Nº de notificaciones entregadas}}{\text{Nº de notificaciones emitidas}} \times 100 \quad (6-8)$$

$$M = \frac{\text{Nº de medidas ejecutadas}}{\text{Nº de medidas fundadas emitidas}} \times 100 \quad (6-9)$$

Una vez presentado el enfoque de Osinergmin para la regulación y supervisión de la calidad y seguridad del servicio eléctrico en el Perú, se muestran los resultados de esta política para beneficio de los consumidores de este servicio.

b) Sistemas de muestreo

El siguiente paso del modelo de supervisión era hacer más eficiente y eficaz el proceso de fiscalización. Dado el número de concesionarios y la cantidad de instalaciones de los sistemas eléctricos que debían supervisarse, se consideró adecuado utilizar herramientas estadísticas para llevar a cabo este proceso. Ello fue posible gracias a que los indicadores estaban definidos de forma clara. De tal modo, necesitaba corroborarse si las empresas cumplían o no con determinada función o si contaban con ciertos productos o servicios requeridos.



Osinergmin, en cumplimiento de la Constitución Política y el Código de Protección y Defensa del Consumidor, tiene la obligación de defender el interés de los consumidores y usuarios ante la existencia de fallas de mercado.



Para ello, Osinergmin estableció diseñar una muestra aleatoria representativa de la población de unidades o atributos a supervisar. El efecto de esta política se muestra en el **gráfico 6-2**, que ilustra las funciones de probabilidad de detección de infracciones bajo un régimen de muestreo aleatorio y un régimen discrecional de selección de las unidades a supervisar, donde "e" es el esfuerzo de supervisión del ente regulador y "P(e)" es la función de probabilidad de detección.

La política de muestreo aleatorio permite alcanzar un adecuado balance entre el esfuerzo de supervisión "e" y la probabilidad de detección "P(e)" frente a otra evaluación sin muestreo. El muestreo aleatorio permite ahorrar recursos presupuestarios escasos y hace posible inferir el grado de cumplimiento de las empresas. Sin realizar un muestreo

aleatorio representativo para un mismo nivel “e1”, la “P(e)” es menor [P(e1)<P(e2)] y, por lo tanto, la inferencia sobre el grado de cumplimiento de la empresa también es menor, tal como se muestra en el **gráfico 6-2** para los niveles de esfuerzo e₁ y e₂.

En resumen, el mecanismo del muestreo aleatorio incentiva a las empresas a cumplir la normativa establecida debido a dos efectos principales: i) la selección aleatoria de la muestra permite que Osinermin haga uso eficiente de sus recursos llegando a supervisar a las empresas en cualquier momento, y ii) la empresa, al percibir que será supervisada en cualquier momento, tiene el incentivo de cumplir la normativa para evitar las sanciones correspondientes (en la siguiente sección se detalla este punto). Este efecto disuasivo motiva aún más a la empresa a actuar acorde a la normativa establecida.

c) Sanciones y multas disuasivas

El último elemento en la implementación del nuevo esquema de supervisión fue el diseño de un sistema de sanciones y multas que permitieran cumplir con los objetivos de calidad y seguridad. La metodología utilizada por Osinermin establece que las sanciones y multas deben representar un mecanismo disuasivo de aquellas conductas que se consideran inadecuadas, buscando que las empresas cumplan con la normatividad.

Así, se considera que la empresa tendrá incentivos a incurrir en el escenario de incumplimiento en la medida que los beneficios ilícitos (B) sean mayores a la multa esperada (M), considerando una determinada probabilidad de detección [p(e)] y sanción (q). De este modo, la multa disuasiva para infractores neutrales al

riesgo (indiferente a aceptar cualquier riesgo) quedaría expresada de la siguiente forma:

$$M^D = \frac{B}{p(e)q} \quad (6-10)$$

El esquema indica que el cálculo de la multa disuasiva debe ser proporcional al beneficio ilícito de la empresa al cometer la infracción e inversamente proporcional a la probabilidad de detección de dicho escenario. Sin embargo, la efectividad del sistema también dependerá de los recursos destinados a la supervisión y fiscalización, los cuales hacen variar la probabilidad de detección. De igual forma, se añade un componente “A”, el cual resume un conjunto de factores atenuantes y agravantes de la sanción. Debe destacarse que el esquema de multas es consistente con la Ley del Procedimiento Administrativo General – LPAG, de la Ley N° 27444¹⁴, la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Osinermin (Resolución Osinermin N° 358-2008-OS/CD) y el Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador de Osinermin (Resolución Osinermin N° 272-2012-OS/CD).

La metodología utilizada por Osinermin admite la incorporación de un componente adicional a la ecuación de la multa [6-10], el cual equivale a un porcentaje “α” del valor económico del daño ocasionado. La incorporación de una fracción “α” del valor del daño es una señal que de alguna forma induce a la empresa infractora a internalizar los costos generados a la sociedad por su falta¹⁵. Así, la multa quedaría expresada de la siguiente forma:

$$M = [(B+\alpha D)/p] * (1+A), \quad (6-11)$$

El valor del coeficiente “α” toma en cuenta un criterio de gravedad de la infracción, en función del nivel de riesgo que la acción u omisión originan en los bienes jurídicos protegidos. Esto concuerda con la Ley N° 27444, Ley del

Procedimiento Administrativo General (LPAG), que indica como primer criterio en la gradualidad de las multas “la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido”.

d) Procedimiento de reclamos

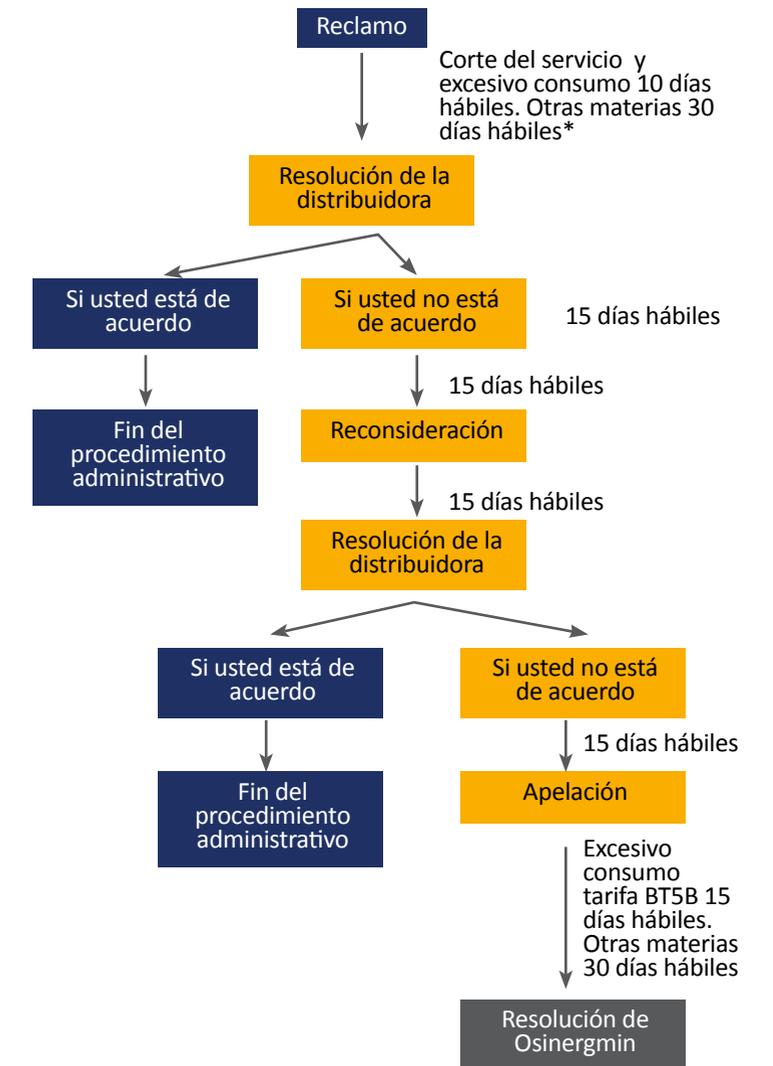
Adicionalmente, el modelo de supervisión señala que los usuarios del sector eléctrico puedan realizar su reclamo cuando existen disconformidades con la calidad del servicio brindado por las empresas, procedimiento que fue revisado y mejorado en 2004¹⁶. En la **ilustración 6-9** se muestra un esquema de este mecanismo.

Cuando se produce alguna discrepancia relacionada a aspectos propios de la prestación de servicios públicos de electricidad entre una persona (natural o jurídica) y una empresa concesionaria de distribución de energía, la primera tiene la posibilidad de interponer un reclamo por vía administrativa ante la empresa (tiene la obligación de pronunciarse acerca de dicho pedido en un término no mayor a 10 días para el caso de corte de servicio y excesivo consumo, y no mayor a 30 días para el caso relacionado a otras materias). Si pasado dicho periodo la empresa no resuelve el reclamo, entonces operará el silencio administrativo positivo, dando lugar a que se entienda como favorable al reclamante todo aquello jurídicamente viable materia de su pedido.

Si la empresa se pronuncia y el reclamante no se encuentra conforme con la decisión emitida por la concesionaria, este podrá elevar un recurso de reconsideración ante la empresa, que tendrá un plazo de respuesta de 15 días. Si a pesar de ello el reclamante todavía no está conforme, puede realizar una apelación ante la JARU de Osinermin.

La existencia de un sistema de reclamos permite que los usuarios sean compensados por deficiencias, y que los problemas en el servicio o atención se resuelvan en un plazo prudencial. Los reclamos permiten también detectar vacíos en los procedimientos de supervisión y dar una retroalimentación a los procesos de supervisión de las empresas¹⁷.

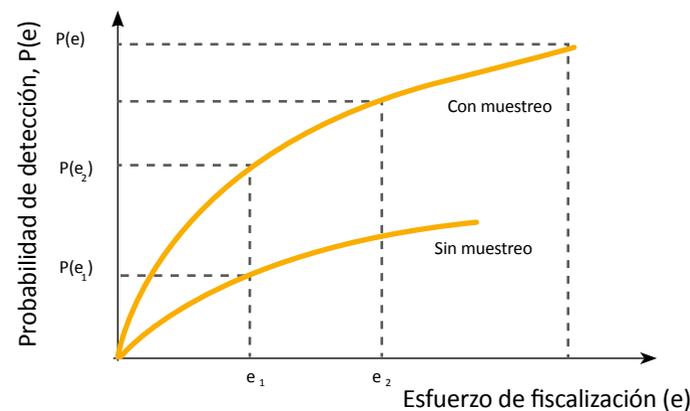
Ilustración 6-9
Procedimiento de reclamo y apelación



Nota. *Los casos de excesivo consumo en tarifa BT5B se resuelven en 10 días hábiles cuando se detecten errores en la evaluación a la que se refieren los literales a) y b) del numeral 3) del Artículo 19 o del procedimiento administrativo de atención de reclamos.

Fuente y elaboración: STOR-Osinermin.

Gráfico 6-2
Esfuerzo de fiscalización y probabilidad de detección de la infracción



Fuente y elaboración: Osinermin.

e) Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería

El Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (Tastem)¹⁸ está encargado de la resolución de los recursos de apelación que se interpongan en los procedimientos administrativos sancionadores, así como la resolución de los recursos de apelación contra las multas coercitivas, medidas correctivas, medidas cautelares y de seguridad. Tiene dos salas para la atención de apelaciones:

- o **Sala 1.** Conformada por el órgano colegiado encargado de resolver los recursos de apelación iniciados en la División de Supervisión de Gas Natural, División de Supervisión de Electricidad, las Oficinas Regionales de la División de Supervisión Regional (electricidad y gas natural), la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios y el Tribunal de Solución de Controversias.
- o **Sala 2.** Conformada por el órgano colegiado encargado de resolver los recursos de apelación iniciados en la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos, Gerencia de Supervisión Minera, las Oficinas Regionales de la División de Supervisión Regional (hidrocarburos líquidos) y la Gerencia de Regulación de Tarifas.

6.2. RESULTADOS DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN

Resultados en supervisión económica

Como se desarrolló en el capítulo 4, la regulación económica permite brindar señales económicas y eficientes para la expansión y operación del sistema eléctrico. Osinergmin fija las tarifas de electricidad del sistema regulado de acuerdo con las normas vigentes y hace cumplir los encargos establecidos por el Poder Ejecutivo. Cabe recordar que el MEM regula las tarifas mediante

la emisión de reglamentos, mientras que Osinergmin publica los procedimientos a dichos reglamentos. En este marco, se ha mejorado la confiabilidad del suministro eléctrico, se han reducido las pérdidas de energía de distribución para la fijación de tarifas y se monitorea en tiempo real la condición operativa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

a) Confiabilidad del suministro eléctrico

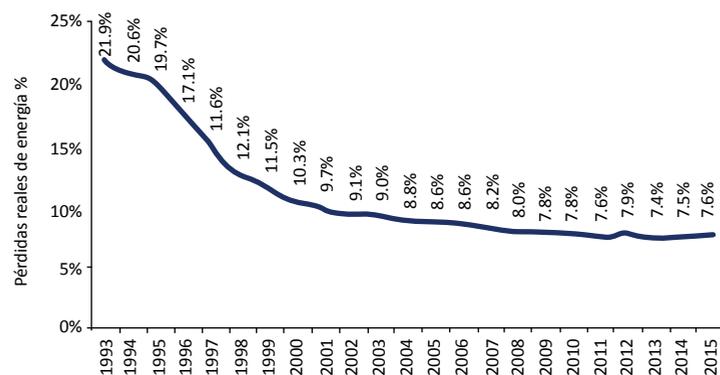
Como se ha señalado en el capítulo 5, la matriz energética para la generación de electricidad se ha diversificado (existen a la fecha fuentes hidráulicas, gas natural y recursos no convencionales). En 2008, el país contaba con un 61% de generación hidráulica, 31% de generación de gas y 8% de residual y carbón). A 2015, se consolidó el sistema al lograr una composición más proporcionada entre fuentes hidráulicas, gas natural, recursos no convencionales y otros con una composición del 48.4%, 46.4%, 4.1%

y 1%, respectivamente, lo que significa una matriz energética equilibrada y mucho más limpia. Otro indicador relevante de mayor confiabilidad del suministro es el incremento de la reserva efectiva del SEIN, que pasó de 41% en 2010 a 58% en 2015. En el capítulo 8 se evalúan los efectos de una disminución de 10% de la producción de electricidad en la confiabilidad del sistema.

b) Pérdidas de energía de distribución

El porcentaje de pérdidas reales de energía¹⁹ en distribución a nivel nacional se redujo de 21.9% en 1993 a 7.6% en 2015. Esta disminución se explica por la implementación de los esquemas de regulación tarifaria incorporados en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) de costos eficientes en los sistemas de generación, transmisión y distribución (ver gráfico 6-3)²⁰. En el capítulo 8 se evalúan los beneficios por las menores pérdidas de energía de distribución en los usuarios eléctricos.

Gráfico 6-3
Evolución de las pérdidas reales de energía



Fuente: GSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

c) Monitoreo en tiempo real de las condiciones operativas del SEIN

Desde 2011, Osinergmin cuenta con un sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (Scada)²¹, que mejora sustancialmente el monitoreo en tiempo real de las condiciones operativas del SEIN, logrando contar con información en línea del estado operativo del SEIN luego de la ocurrencia de interrupciones severas en el suministro de electricidad, con el propósito de reducir los tiempos de restablecimiento del servicio eléctrico.

Resultados en supervisión social

Como se ha desarrollado en el capítulo 4, la regulación social está enfocada en proteger a los usuarios del servicio de electricidad, de tal manera que los servicios eléctricos que perciban los usuarios sean de calidad y brinden seguridad. Osinergmin, en cumplimiento de la Constitución Política

(Art. 65) y el Código de Protección y Defensa del Consumidor (Art. 63° de la Ley N° 29571), tiene la obligación de defender el interés de los consumidores y usuarios ante la existencia de fallas de mercado. A continuación se exponen los principales resultados.

a) Deficiencias de alumbrado público y atención de denuncias

atendidas fuera de plazo

Como se comentó anteriormente, Osinergmin ha orientado sus esfuerzos al uso de indicadores de desempeño y en herramientas estadísticas para seleccionar y evaluar, mediante muestreo las unidades de alumbrado público (UAP). El indicador de deficiencias de alumbrado público a nivel nacional se ha reducido de 12% en 2002 a 1.6% en el segundo semestre de 2015 (ver gráfico 6-4). En el capítulo 8 se evalúa el impacto económico de la reducción de deficiencias de alumbrado público en los usuarios eléctricos.

Asimismo, con respecto al resultado del control efectivo de las denuncias formuladas por los ciudadanos a las empresas concesionarias de distribución eléctrica (ver gráfico 6-5), a nivel nacional, la tendencia es a la mejora del porcentaje de Denuncias Atendidas fuera de Plazo a Nivel Nacional (DAFP), pasando de un valor de 3.7% en el cuarto trimestre de 2005 a 0.5% en el cuarto trimestre de 2015, muy por debajo de la tolerancia de 2% para 2015.

b) Desviación del monto facturado

En lo que respecta al monto facturado, se ha reducido considerablemente el porcentaje de desviación los últimos años. Desde 2010 hasta la fecha, este indicador ha sido inferior al 0.011% en la desviación, mostrando una clara mejora en este aspecto de calidad comercial (ver gráfico 6-6).

c) Medidores defectuosos del total de medidores

El porcentaje de medidores defectuosos con respecto al total de medidores se ha reducido

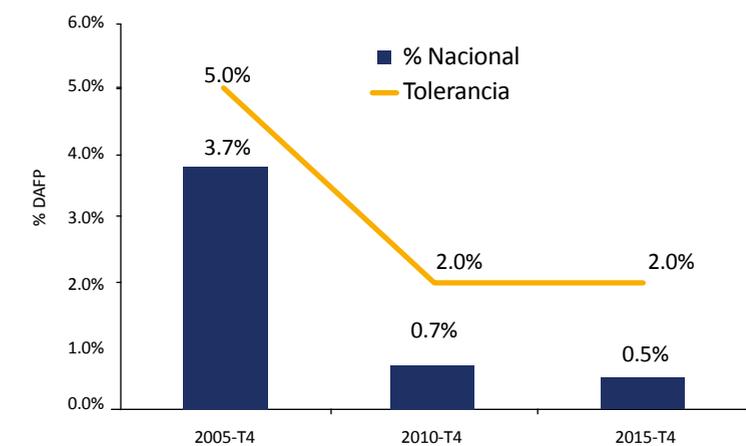
Gráfico 6-4
Indicador: deficiencias de alumbrado público (DAP), %



Nota. Datos al segundo semestre de cada año.

Fuente: GSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 6-5
Evolución del porcentaje de denuncias de alumbrado público atendidas fuera de plazo



Fuente y elaboración: GSE-DSR - Osinergmin.

sostenidamente, pasando de 8.5% en 2004 a 3.6% en 2015, como se puede apreciar en el **gráfico 6-7**. En el **capítulo 8** se evalúa el impacto económico de la reducción de medidores defectuosos (contraste de medidores) en los usuarios eléctricos.

d) Situaciones de riesgo eléctrico grave por problemas de seguridad pública

Osinergmin ha logrado incrementar la capacidad de detectar e imponer medidas ante situaciones de riesgo eléctrico grave (ver **gráfico 6-8**), gracias a la mejora en los procedimientos de comunicación con los usuarios eléctricos. Considerando que se ha enfocado en prevenir los accidentes

(electrocución), en el **capítulo 8** se evalúa el impacto de la disminución de sufrir un accidente eléctrico mortal.

e) Reducción de vanos deficientes²²

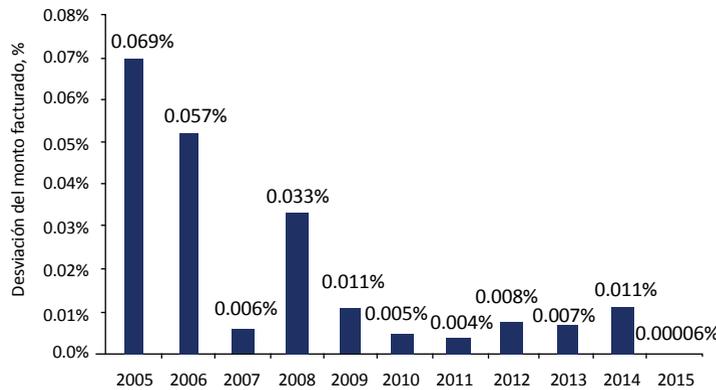
El vano es la distancia horizontal entre dos soportes de una línea de transmisión. Aquellos que no cumplen con las normas técnicas de seguridad y ambiente se denominan vanos deficientes. Se ha logrado mejorar la seguridad pública dentro de la faja de servidumbre de las líneas de transmisión (viviendas y edificaciones), reduciéndose de 2967 vanos deficientes en 2011 a 328 a marzo de 2016, lo que representa una caída de 89% (ver **gráfico 6-9**). Esta reducción se explica por el mayor monitoreo de Osinergmin en las zonas con mayor presencia de vanos deficientes y en aquellas con alta probabilidad de tener vanos deficientes.

f) SAIDI y SAIFI

La calidad del suministro eléctrico se mide mediante indicadores de uso internacional como lo son el SAIDI y el SAIFI por cliente, en un periodo determinado. Como se aprecia en los **gráficos 6-10** y **6-11**, la tendencia es sostenidamente decreciente, ya que se logró disminuir la duración y frecuencia media de interrupciones a nivel nacional. Cabe destacar que esta supervisión estuvo dirigida a mejorar la calidad del suministro al interior del país en zonas en las que se tenía el mayor número de incumplimientos.

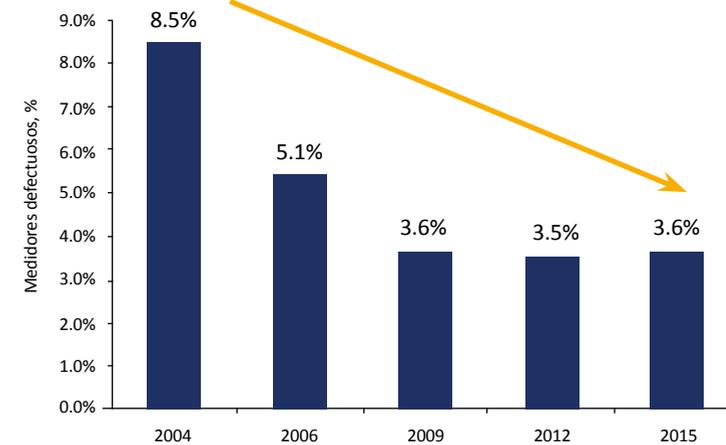
Como se ha podido observar, en base a la muestra de indicadores presentados, el esquema de supervisión de Osinergmin en el sector eléctrico ha mostrado importantes mejoras, las cuales han redundado en un

Gráfico 6-6
Indicador: desviación del monto facturado (DMF), %



Fuente y elaboración: GSE-DSR – Osinergmin.

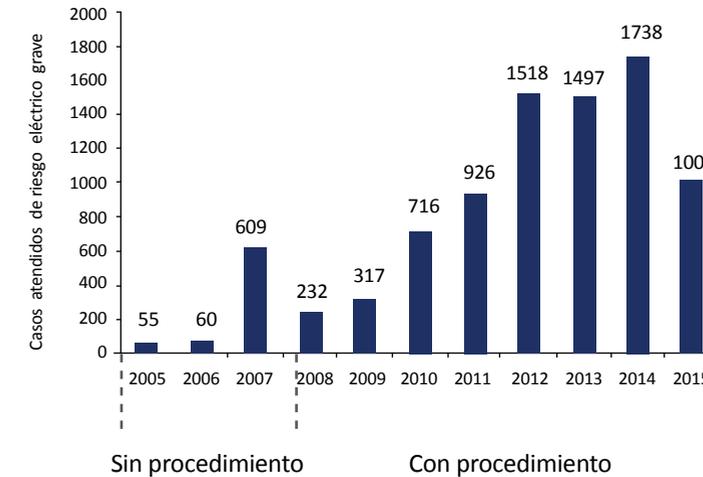
Gráfico 6-7
Indicador: medidores defectuosos, %



* El procedimiento de contrastes de medidores se inició en abril de 2004.

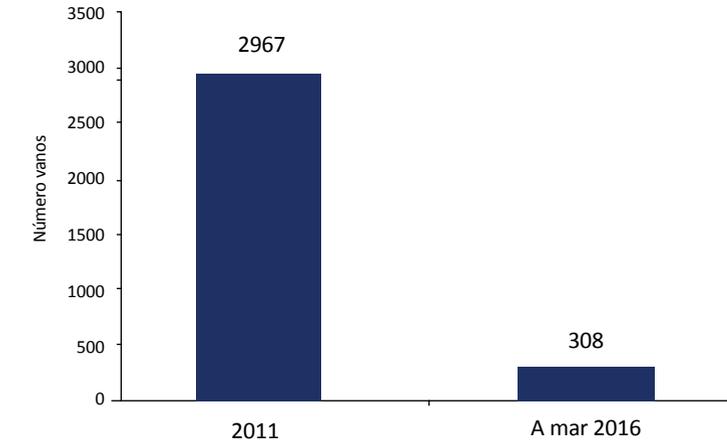
Fuente y elaboración: GSE-DSR – Osinergmin.

Gráfico 6-8
Casos atendidos de riesgo eléctrico grave



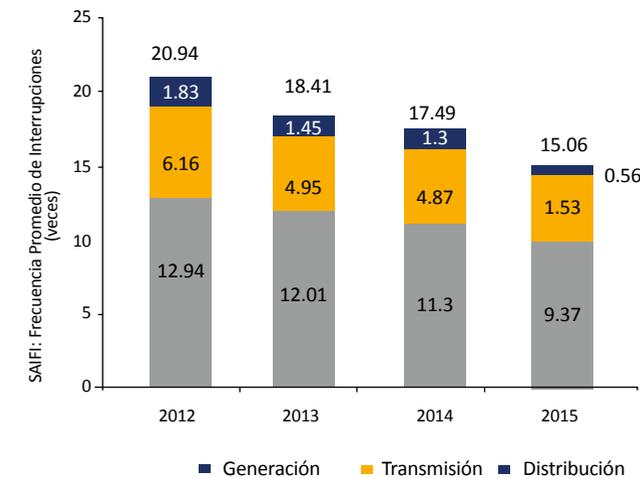
Fuente y elaboración: GSE- DSR – Osinergmin.

Gráfico 6-9
Vanos deficientes



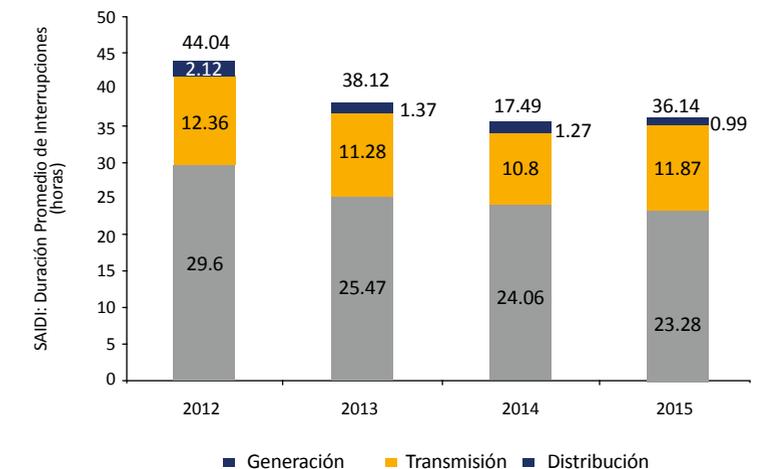
Fuente y elaboración: GSE-DSE-Osinergmin.

Gráfico 6-10
Evolución de SAIFI a nivel nacional en el periodo 2012 - 2015



Fuente y elaboración: GSE- DSR – Osinergmin.

Gráfico 6-11
Evolución de SAIDI a nivel nacional en el periodo 2012 - 2015



Fuente y elaboración: GSE-DSR – Osinergmin.

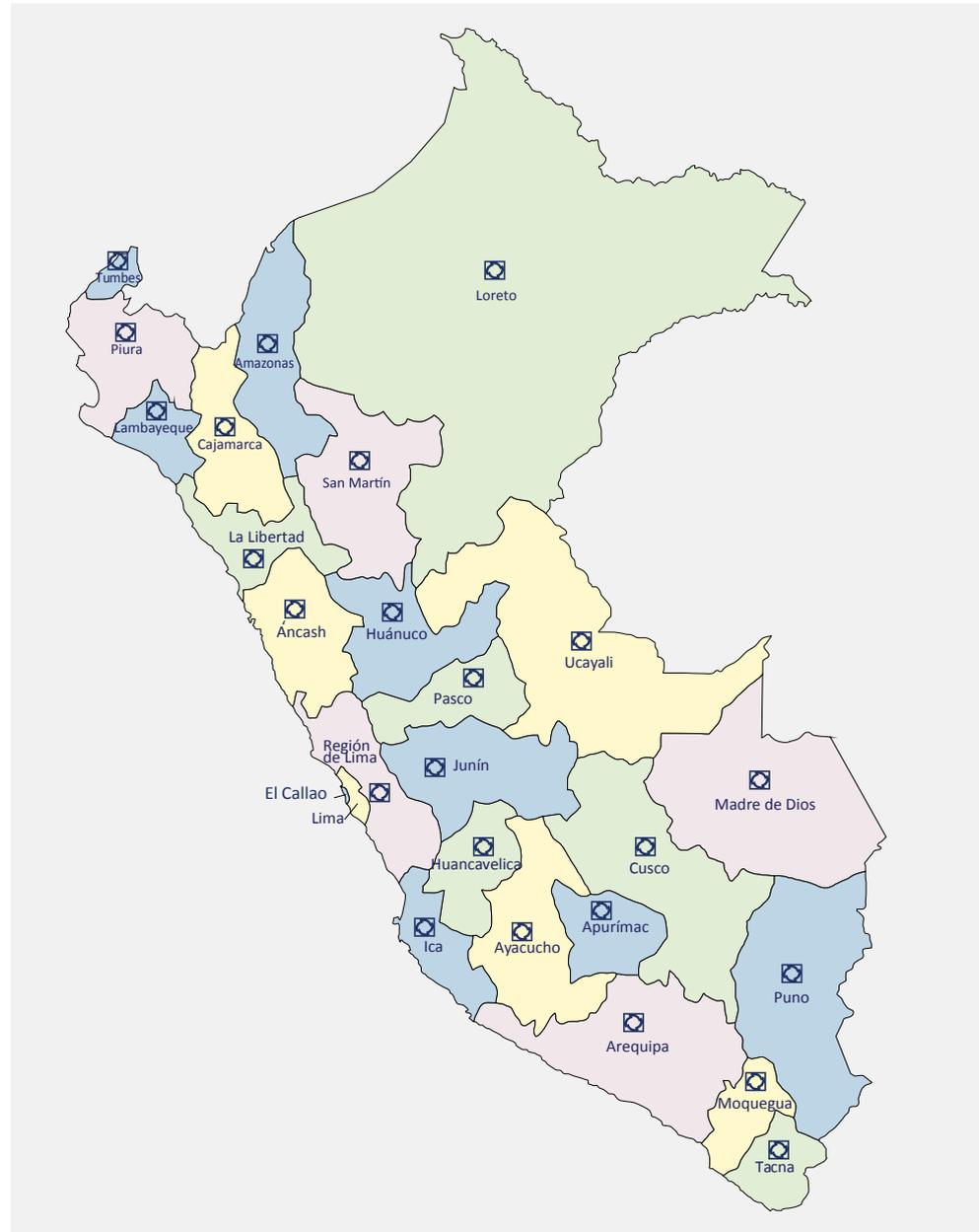
servicio de mejor calidad y de mayor seguridad para los usuarios. Año a año, este esquema ha ido incorporando nuevos procedimientos y mejoras en base a la experiencia obtenida en la aplicación y nueva información, lográndose complementar de forma adecuada las normas técnicas generales que rigen la supervisión de la calidad y seguridad en el sector eléctrico.

Atención a los usuarios

a) Descentralización de las actividades de supervisión y atención al ciudadano

A partir de 2001 Osinerghmin inició su proceso de descentralización instalando en las principales ciudades de departamento oficinas de orientación y atención al ciudadano. En 2009, se logró consolidar la cobertura en todo el país, como un referente de modelo de descentralización con cercanía a la población y a las empresas concesionarias, mediante la instalación de 23 oficinas regionales con sedes en la capital de cada región con capacidad ejecutiva de supervisión, fiscalización y facultades sancionadoras (ver **mapa 6-1**). A estas se suman 15 oficinas desconcentradas en localidades provinciales y distritales alejadas, con capacidad supervisora y de atención al ciudadano. Cabe destacar que, desde 2013, las municipalidades provinciales y distritales cuentan con agentes de Osinerghmin para atender quejas y denuncias de los usuarios eléctricos²³. Asimismo, en Lima, donde se concentra la mayor infraestructura eléctrica y cantidad de suministros (32.45% del total nacional), Osinerghmin ha instalado dos oficinas regionales para desarrollar su función supervisora, fiscalizadora y sancionadora.

Mapa 6-1
Mapa de descentralización de Osinerghmin – Oficinas Regionales



Fuente y elaboración: GSE-DSR – Osinerghmin.

En la **ilustración 6-10** se muestra la evolución y proyección histórica de los procesos transferidos en el tiempo a las oficinas regionales, evidenciándose no solo un incremento numérico en los agentes o empresas a supervisar y fiscalizar, sino también los procesos y sub sectores por atenderse. De este modo, las oficinas regionales han requerido de una mayor especialización en temas de hidrocarburos líquidos, gas licuado, gas natural y electricidad.

b) Apelaciones a reclamos atendidos por JARU

Como se presentó anteriormente, la JARU

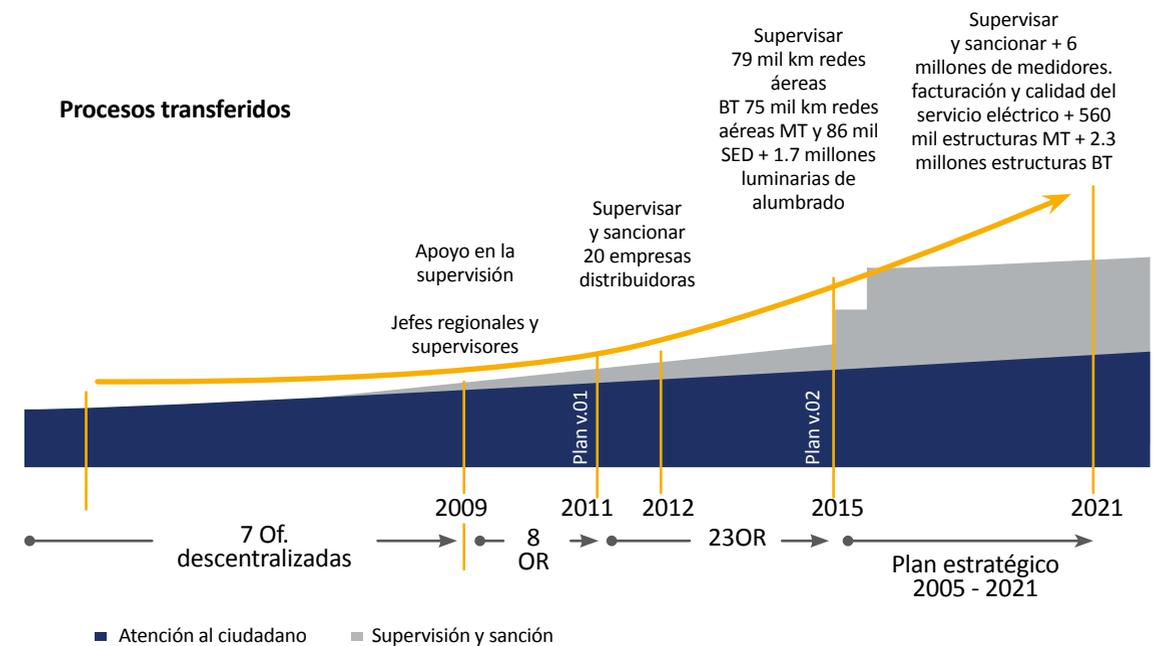
de Osinerghmin evalúa y se pronuncia con respecto a las apelaciones que plantean los reclamantes frente a las resoluciones expedidas por las empresas prestadoras de los servicios públicos de electricidad y gas natural por red de ductos. En los dos últimos años, el número de reclamos ingresados y atendidos aumentó debido a la mayor difusión del derecho a reclamar por parte de Osinerghmin (ver **gráfico 6-12**). Por otro lado, el tiempo de atención de apelaciones (desde la recepción hasta la notificación de la resolución) se redujo de 97 días hábiles en el año 2000 a un promedio de 10 días durante 2014-2015.

c) Apelación de sanciones en temas de energía

Desde inicios de 2008 hasta setiembre de 2016, el Tastem ha atendido un total de 1516 apelaciones a sanciones sobre temas del sector eléctrico, incluyendo reclamos sobre el servicio público de electricidad. En los últimos años, las apelaciones se incrementaron debido a una mayor fiscalización de Osinerghmin, que da lugar a más procesos administrativos sancionadores (ver **gráfico 6-13**).

Como se ha explicado en el presente capítulo, Osinerghmin implementó mejoras

Ilustración 6-10
Evolución del proceso de descentralización de la supervisión y fiscalización



Fuente y elaboración: GSE-DSR- Osinerghmin.

en los procedimientos de supervisión y fiscalización desde 2002, con el objetivo de lograr una mejora continua en la prestación de los servicios al usuario, que lleve al cumplimiento de las normas técnicas de calidad.

Los procedimientos de Osinergmin han permitido mejorar la calidad y seguridad del sector eléctrico (que son suministradas por las empresas concesionarias), para evitar que los consumidores se perjudiquen por las diferentes deficiencias que puedan presentar las empresas eléctricas, a fin de evitar riesgos y externalidades en la sociedad.

Entre los diversos indicadores que tienen buen desempeño se encuentran: i) la mejora en la confiabilidad del suministro mediante la mayor generación y diversificación eléctrica, ii) la reducción de las pérdidas de energía en distribución, iii) la reducción de medidores defectuosos, iv) la reducción de las deficiencias en las unidades de alumbrado público, v) la prevención de accidentes eléctricos graves, entre otros. En el **capítulo 8** se cuantifican los impactos económicos de supervisión y fiscalización realizados por Osinergmin en beneficio de los usuarios eléctricos.

Luego de haber mostrado el rol de Osinergmin en la supervisión y fiscalización, mediante la incorporación de indicadores de gestión

y medición en base a resultados, en el **capítulo 7** se presentará el desempeño del mercado eléctrico en la última década, desde el consumo hasta la evolución del acceso al servicio de electricidad por parte de la población.

A partir de 2001 Osinergmin inició su proceso de descentralización instalando oficinas de orientación y atención al ciudadano en las principales ciudades de departamento.



ATENCIÓN PUESTA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

La inversión en industrias reguladas es vital para promover el crecimiento económico y aumentar la competitividad. Así, la regulación económica adecuada es un factor crítico para fomentar la inversión en infraestructura. En economías en desarrollo esto es particularmente relevante, dada la importancia de la promoción de la inversión para cerrar las brechas y garantizar el acceso universal a los servicios energéticos.

La promoción de las inversiones en infraestructura energética debe realizarse asegurando su calidad y sostenibilidad a largo plazo. Osinergmin tiene un papel trascendente para garantizar la seguridad de la infraestructura energética, que constituye un rol fundamental y se realiza mediante una regulación preventiva. Así se generan incentivos para la adecuada minimización de los riesgos de accidentes que originan daños importantes en la sociedad, sea produciendo efectos sobre la vida humana, ocasionando daños materiales a terceros, e incluso económicos, al provocar desabastecimiento energético.

*Ing. César Antonio Sánchez Módena,
Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin*

Gráfico 6-12
Apelaciones a reclamos de electricidad atendidas por JARU

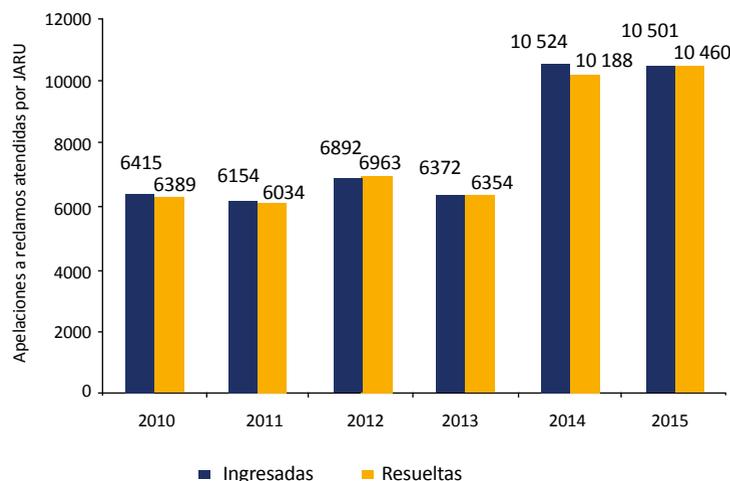
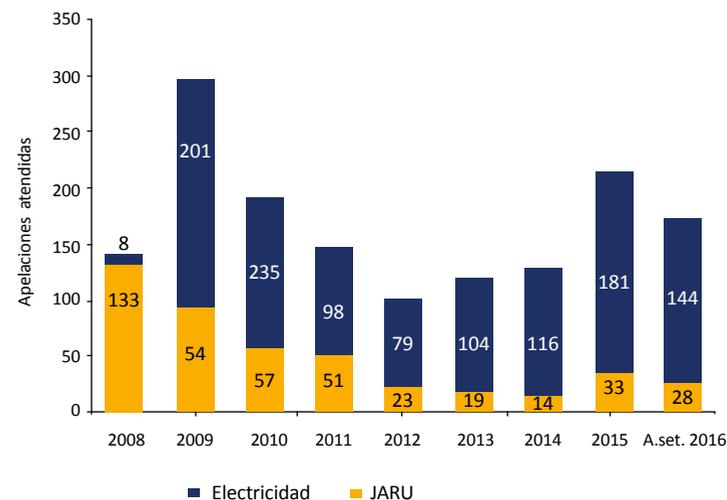


Gráfico 6-13
Apelaciones a sanciones atendidas por Tastem



Fuente y elaboración: STOR-Osinergmin.

Fuente y elaboración: GSE- DSR – Osinergmin.



07

RESULTADOS DEL
MERCADO

ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERÚ



“

RESULTADOS DEL MERCADO

Energía eléctrica para el Perú

En los últimos 20 años, la producción de electricidad aumentó 186% hasta alcanzar 48.3 miles de GWh en 2015. La mayor generación eléctrica para el uso de la población y empresas ha permitido que Perú mantenga un ritmo de crecimiento sostenido durante la última década. En el presente capítulo se muestra la evolución de las principales variables del sector eléctrico, como el consumo, inversión, producción, precios, facturación y acceso al servicio de electricidad por parte de la población.

”

RESULTADO DEL MERCADO

Energía eléctrica para el Perú

La electricidad se emplea, sobre todo, como insumo en los procesos productivos de casi todas las actividades económicas del país, así como en la iluminación de las viviendas. En términos agregados, este sector representa 1.5% del Producto Bruto Interno (PBI)¹. La mayor inversión en el sector y el uso de nuevas fuentes de generación no convencionales han permitido que más de 93% de peruanos cuente con servicio eléctrico en sus hogares.



Primera central termoelectrica a ciclo combinado de gas natural (Camisea), Ventanilla-Perú 5.

7.1. CONSUMO DE ELECTRICIDAD

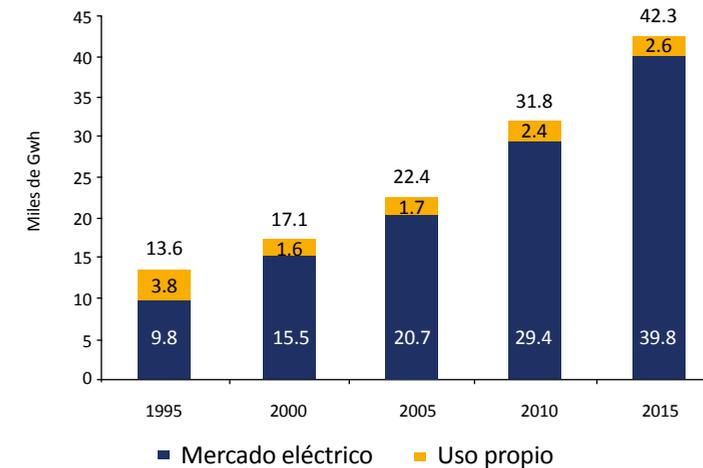
El consumo nacional de electricidad (incluye el del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional-SEIN, los Sistemas Aislados-SS.AA., y los autoprodutores²) creció a una tasa promedio anual de 5.8% entre 1995 y 2015. De esta manera, de los 13 623 GWh de energía consumida en 1995 se pasó a 42 334 GWh en 2015, lo que representa un incremento de más de 200% en dicho periodo. Según el tipo de servicio, el consumo del mercado eléctrico (conformado por el SEIN y los SS.AA.) se incrementó 304%, al pasar de 9849 GWh en 1995 a 39 775 GWh en 2015; mientras que el consumo de los autoprodutores se redujo 32%, al pasar de 3774 GWh en 1995 a 2559 GWh en 2015 (ver gráfico 7-1).

Según el tipo de cliente, los usuarios del mercado eléctrico se dividen en libres y regulados³. En 2015, el consumo de los usuarios libres representó el 46% (18 282 GWh) del consumo total del mercado eléctrico, mientras que los usuarios regulados representaron el 54% (21 493 GWh). Esta participación en 1995 era de 35% (3419 GWh) y 65% (6430 GWh) para los usuarios libres y regulados, respectivamente (ver gráfico 7-2).

Con respecto al número de usuarios del sistema eléctrico, en 2015 los usuarios libres eran 346, mientras que los regulados, 6 681 682. En comparación a 1995, el número de usuarios libres y regulados se incrementó en un 68% y 168%, respectivamente⁴ (ver gráfico 7-3). Estos resultados muestran una clara mejoría

De acuerdo con datos del Ministerio de Energía y Minas (MEM), el número de usuarios regulados en 2015 fue 6 681 682, es decir, hubo un incremento de 168% con respecto a 1995 (2 491 629 usuarios).

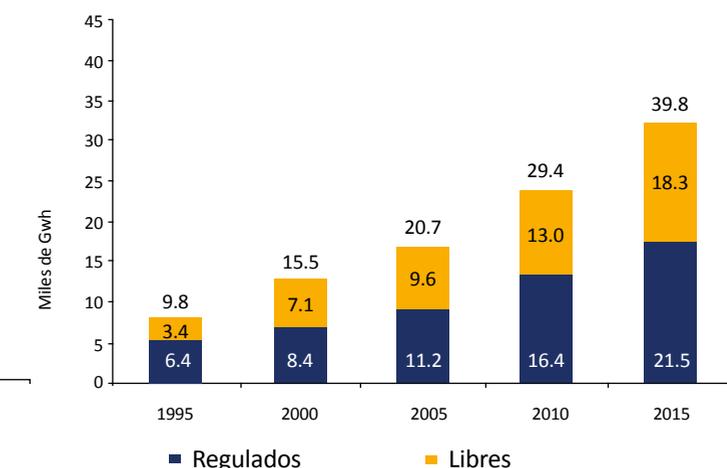
Gráfico 7-1 Evolución del consumo nacional de electricidad según tipo de servicio



Nota. El mercado eléctrico incluye el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Gráfico 7-2 Evolución del consumo del mercado eléctrico según tipo de cliente



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

en los niveles de cobertura del servicio eléctrico, tal y como se señala en la última sección del presente capítulo.

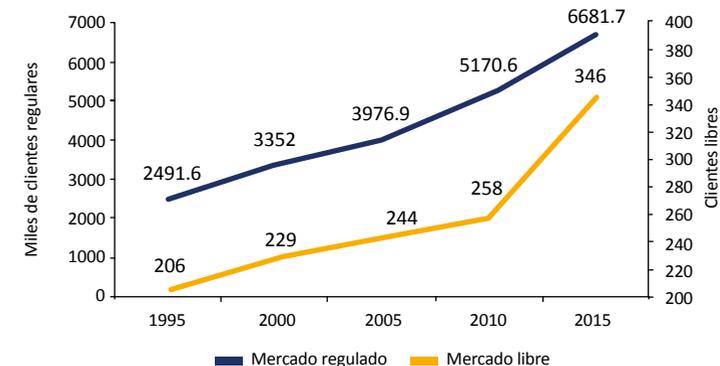
Según el tipo de consumo por uso, en 2015, el mayor consumo de energía se registró en el sector minero e industrial con 56% (22 440 GWh) del total a nivel nacional, seguido por el sector residencial con 23% (9177 GWh), el comercial con 18% (7202 GWh) y el servicio de alumbrado público con 2% (956 GWh). Con respecto a 1995, el consumo del sector minero e industrial se incrementó 466%, el residencial en 191%, el comercial 220% y el alumbrado público 98% (ver **ilustración 7-1**). La evolución del consumo de electricidad para el periodo 1995-2015 se puede apreciar en el **gráfico 7-4**.

A nivel de regiones, el consumo de electricidad en 2015, en Lima, fue 18 559 GWh, representando 46.7% del total. Asimismo, Arequipa representó 7.7% (3046 GWh), Ica 5.6% (2236 GWh), Cusco 4.9% (1937 GWh) y Junín 4.8% (1901 GWh). La participación de estas regiones en el consumo total responde, en parte, a la existencia de importantes operaciones mineras, así como de gran actividad industrial (ver **gráfico 7-5**).

En el **gráfico 7-6** se presenta la evolución del consumo de electricidad por región para el periodo 2005-2015, y se puede apreciar que la participación de Lima y Moquegua en el consumo total se redujo 3 puntos porcentuales (de 49.6% en 2005 a 46.7% en 2015) y 2.6 puntos porcentuales (de 7.3% a 5.8% en 2015), respectivamente; mientras que la de regiones como Arequipa y Cusco se ha incrementado en 2.6 puntos porcentuales (de 5.1% en 2005 a 7.3% en 2015) y 1.8 puntos porcentuales (de 3% a 4.8% en 2015), respectivamente.

Según grandes áreas geográficas, para 2015, la zona centro del país⁵ concentró 59% (23 290 GWh) del consumo total de energía eléctrica; la zona sur⁶, 26% (10 176 GWh); la zona norte⁷, 14% (5613 GWh); y la zona oriente⁸ solo representó 2% (675 GWh).

Gráfico 7-3
Evolución del número de usuarios libres y regulados



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinermin.

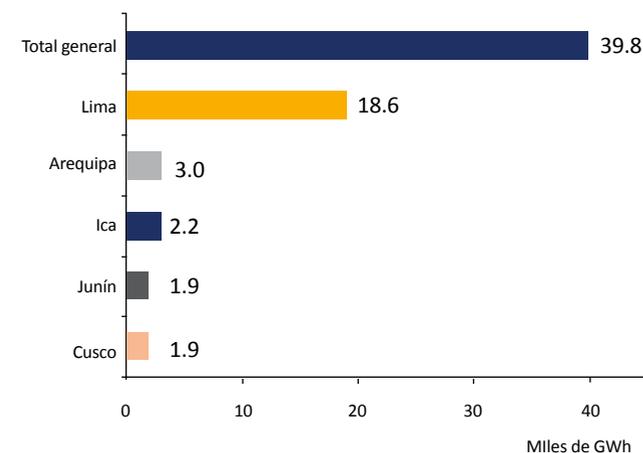
Gráfico 7-4
Evolución del consumo de electricidad del mercado eléctrico por tipo de uso



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinermin.

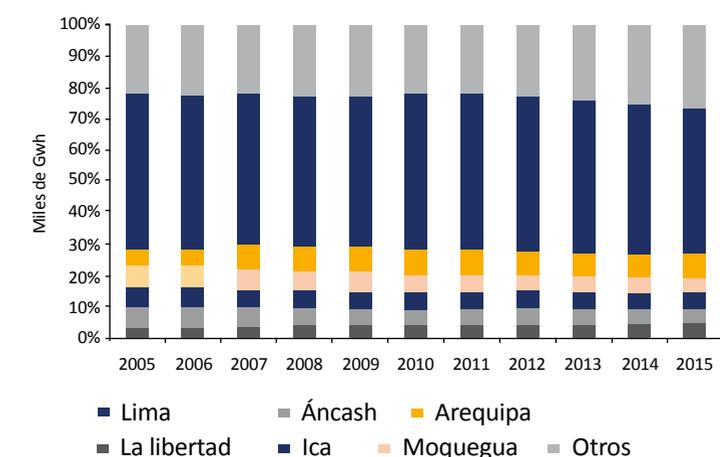
Gráfico 7-5
Consumo de electricidad del mercado eléctrico por región, 2015



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

Fuente: GRT - Osinermin. Elaboración: GPAE – Osinermin.

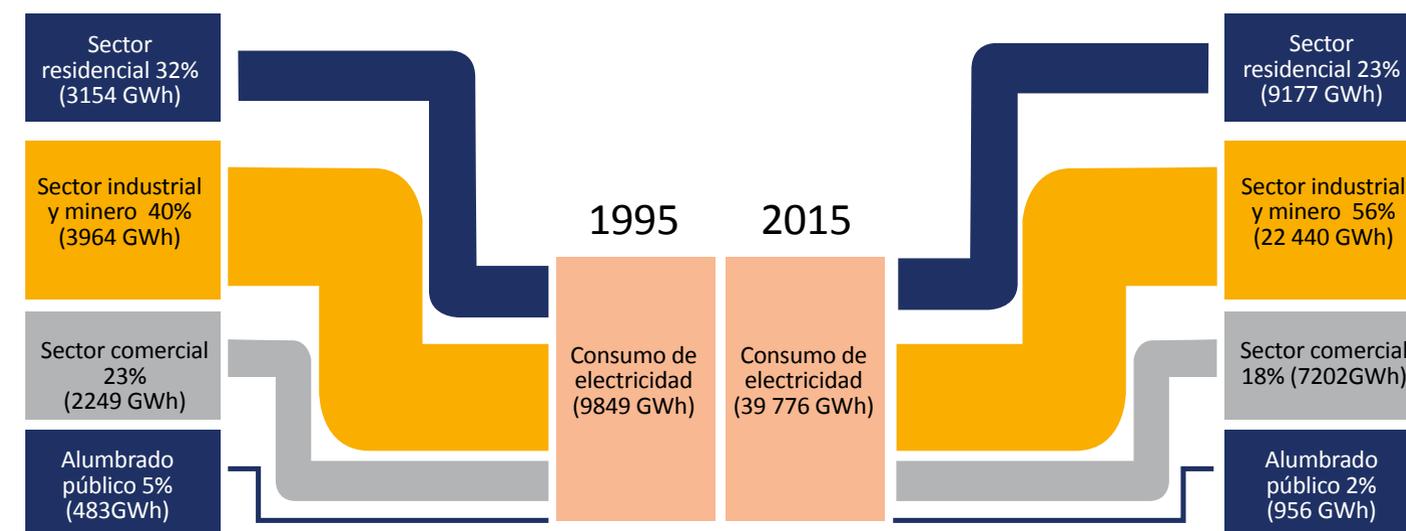
Gráfico 7-6
Evolución de la distribución del consumo de electricidad por región



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

Fuente: GRT - Osinermin. Elaboración: GPAE – Osinermin.

Ilustración 7-1
Estructura del consumo en el mercado eléctrico, según tipo de uso, 1995 y 2015



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA. Fuente: GRT - Osinermin. Elaboración: GPAE – Osinermin.

Si se analiza los últimos 10 años, en 2005 la participación de la zona centro en el consumo nacional era 64%, el sur 24%, el norte 11% y el oriente 1%, mientras que para 2010, la participación de la zona centro había disminuido en 3 puntos porcentuales y en el resto subió. Para 2015, la tendencia se mantuvo, ya que la participación de la zona centro se redujo en 2 puntos porcentuales y se incrementó en las zonas sur y norte del país (ver **mapa 7-1** y **cuadro 7-1** para identificar qué regiones pertenecen a cada área geográfica y su consumo respectivo para los años 2005, 2010 y 2015).

Con respecto al consumo de electricidad *per cápita* anual en el Perú, en el **gráfico 7-7** se puede observar que desde 1995 el consumo por habitante se ha incrementado de manera sostenida, pasando de 584 kWh en 1995 a 1355 kWh en 2015, es decir, hubo un incremento de 132% en el periodo señalado.

Sobre el consumo de electricidad por hogares, los resultados preliminares de la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE) para 2016 señalan que el promedio de un hogar a nivel nacional es 149.9 kWh al mes. Este es mayor en el área urbana (173.8 kWh/mes) y menor en las zonas rurales (40.9 kWh/mes). En comparación a 2012, los niveles se habrían incrementado 49%, 44% y 12%, respectivamente (ver **gráfico 7-8**).

De acuerdo con el nivel de pobreza, los resultados preliminares de la ERCUE 2016 señalan que los hogares no pobres consumen en promedio 166.2 kWh/mes, mientras que los hogares en situación de pobreza y extrema pobreza consumen 94.1 kWh/mes y 61.2 kWh/mes, respectivamente. En comparación a 2012, estos números representan un crecimiento de 72%, 23% y 44%, respectivamente (ver **gráfico 7-9**).

Mapa 7-1
Consumo de electricidad por zonas geográficas, 2015



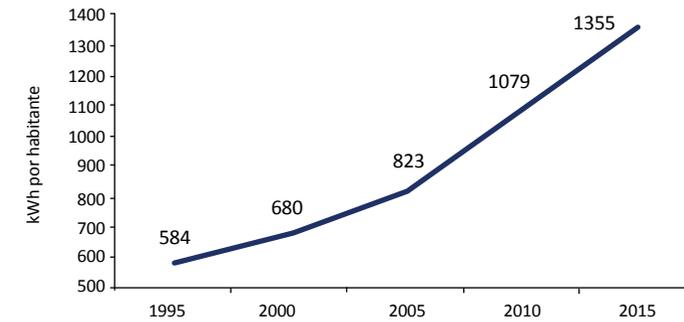
- Sur
- Norte
- Oriente
- Centro

Cuadro 7-1
Consumo de electricidad

Zona	2005		2010		2015	
	Miles de GWh	%	Miles de GWh	%	Miles de GWh	%
Norte	2.2	11	3.9	13	5.6	14
Centro	13.2	64	18.0	61	23.3	59
Sur	4.9	24	7.3	25	10.2	26
Oriente	0.3	1	0.5	2	0.7	2
Total	20.7	100	29.4	100	39.8	100

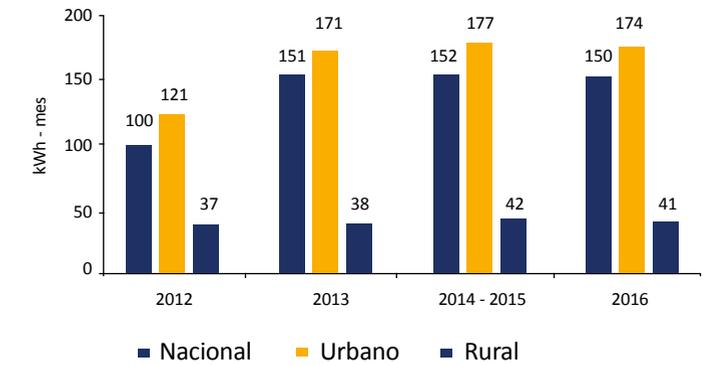
Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA. Fuente: GRT - Osinergrmin. Elaboración: GPAE - Osinergrmin.

Gráfico 7-7
Evolución del consumo de electricidad per cápita



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE - Osinergrmin.

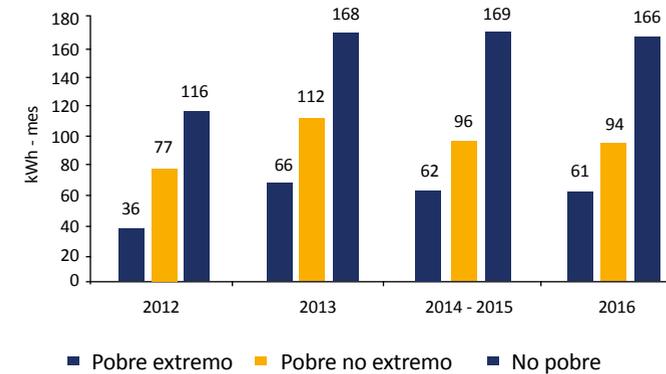
Gráfico 7-8
Evolución del consumo de electricidad por hogares



* Datos preliminares.

Fuente: ERCUE. Elaboración: GPAE - Osinergrmin.

Gráfico 7-9
Evolución del consumo de electricidad per cápita por nivel de pobreza



* Datos preliminares.

Fuente: ERCUE. Elaboración: GPAE - Osinergrmin.



Con respecto al uso de la electricidad en los hogares por nivel de situación de pobreza, en el **gráfico 7-10** se observa que el uso para alumbrado disminuye conforme las condiciones de pobreza se reducen. Por el contrario, el uso para las actividades del hogar y alimentación se incrementa a medida que disminuyen las condiciones de pobreza.

Este aumento en el consumo eléctrico podría deberse al sólido crecimiento de la clase media registrado en la última década⁹ por la expansión del empleo y aumento del ingreso de las familias, lo que ha generado cambios en los hábitos de consumo de la población. Por ejemplo, en la actualidad, los hogares de los sectores socioeconómicos D y E están incorporando en su canasta de consumo productos con mayor valor agregado, entre ellos electrodomésticos, suavizantes, productos de cuidado personal, bebidas, entre otros (ver **cuadro 7-2**). En el **gráfico 7-11** se observa cuál ha sido el valor de las importaciones *per cápita* en electrodomésticos entre Perú, Colombia y Chile.

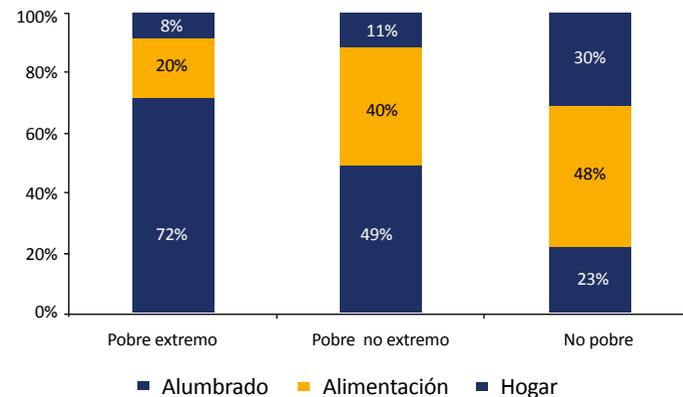
A fin de atender el creciente nivel de consumo de los diferentes tipos de usuarios, fue necesaria la ejecución de inversiones para la construcción de nuevas centrales de generación eléctrica, así como la instalación de líneas de transmisión y distribución. A continuación se presenta la evolución de las inversiones realizadas en los últimos años en la industria eléctrica.

Cuadro 7-2
Porcentaje de hogares que cuenta con electrodomésticos, %

Electrodomésticos	2004	2015
Cocina a gas 	55.30	84.40
Televisor 	48.30	79.60
Licuada 	47.10	62.90
Refrigeradora 	36.20	50.70
Computadora 	8.10	32.60
Lavadora 	10.20	27.00
Microondas 	8.00	20.30

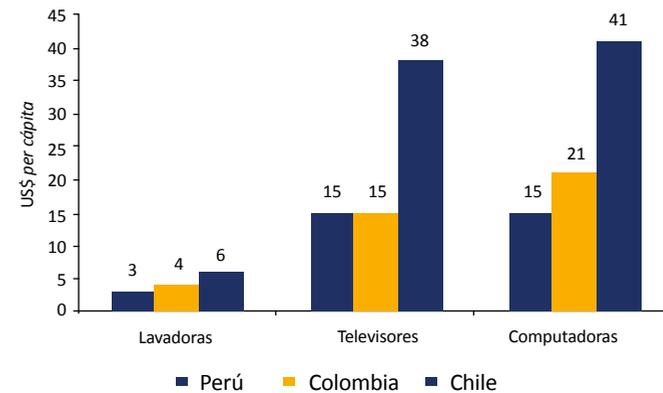
Fuentes: INEI – ENAHO, MEF y BBVA. Elaboración: Osinermin.

Gráfico 7-10
Usos de la energía en el hogar, 2016* (%)



* Datos preliminares. Fuente: ERCUE. Elaboración: GPAE – Osinermin.

Gráfico 7-11
Importación de principales electrodomésticos, 2013*



* Último dato disponible. Fuentes: Trademap y FMI. Elaboración: GPAE – Osinermin.

7.2. INVERSIONES E INFRAESTRUCTURA

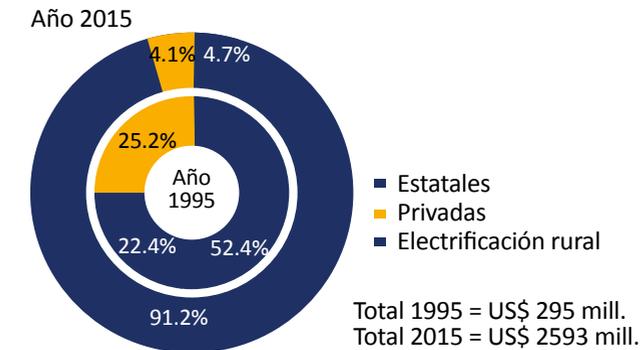
Las reformas introducidas en el sector eléctrico a partir del Decreto Ley N° 25884, Ley de Concesiones Eléctricas, en 1992; y la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, en 2006, han permitido reducir la incertidumbre de los agentes privados sobre los retornos de las inversiones realizadas en el sector¹⁰. A 2015, el sector eléctrico alcanzó US\$ 2593 millones en inversiones, de los cuales, 91.2% correspondió a inversiones de empresas privadas (US\$ 2364 millones), 4.1% a inversiones de empresas públicas (US\$ 122 millones) y 4.7% a inversiones en electrificación rural (US\$ 107 millones), como se puede apreciar en el **gráfico 7-12**. Con respecto a 1995, las inversiones en el sector eléctrico crecieron 779%.

Según origen, la participación de empresas públicas ha venido disminuyendo a lo largo de los últimos años: pasó de 52.4% en 1995 a 4.7% en 2015, mientras que la privada se ha incrementado desde 22.4% en 1995 a 91.2% en 2015. Los montos de inversión ejecutados, según tipo de empresa, se aprecian en el **gráfico 7-13**.

Del total de inversiones públicas y privadas en 2015 (US\$ 2486 millones), la actividad de generación ejecutó 71.4%, transmisión 14.2% y distribución 14.4%. Con respecto a 1995, el mayor avance se dio en generación, al haber pasado la inversión de US\$ 46.1 millones a US\$ 1774 millones en 2015; mientras que en transmisión la inversión creció 3014% desde 1995 hasta 2015, seguida por la inversión en distribución con un crecimiento de 119% y en electrificación rural con 44% (ver **gráfico 7-14**).

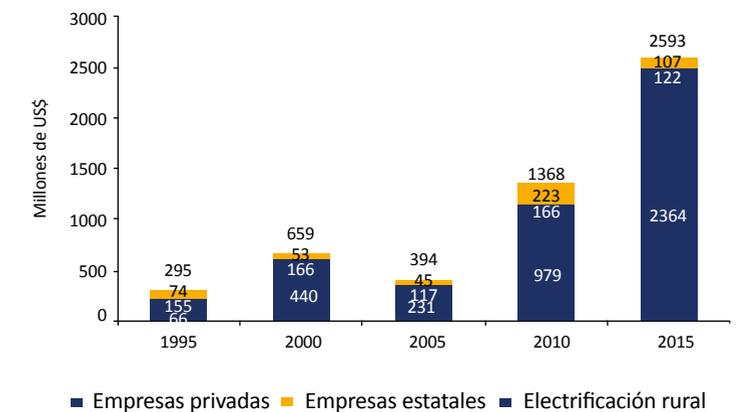
Al 2015, el sector eléctrico alcanzó US\$ 2593 millones en inversiones, de los cuales 91.2% correspondió a inversiones de empresas privadas, 4.1% a inversiones de empresas públicas y 4.7% a inversiones en electrificación rural.

Gráfico 7-12
Inversión en el sector eléctrico

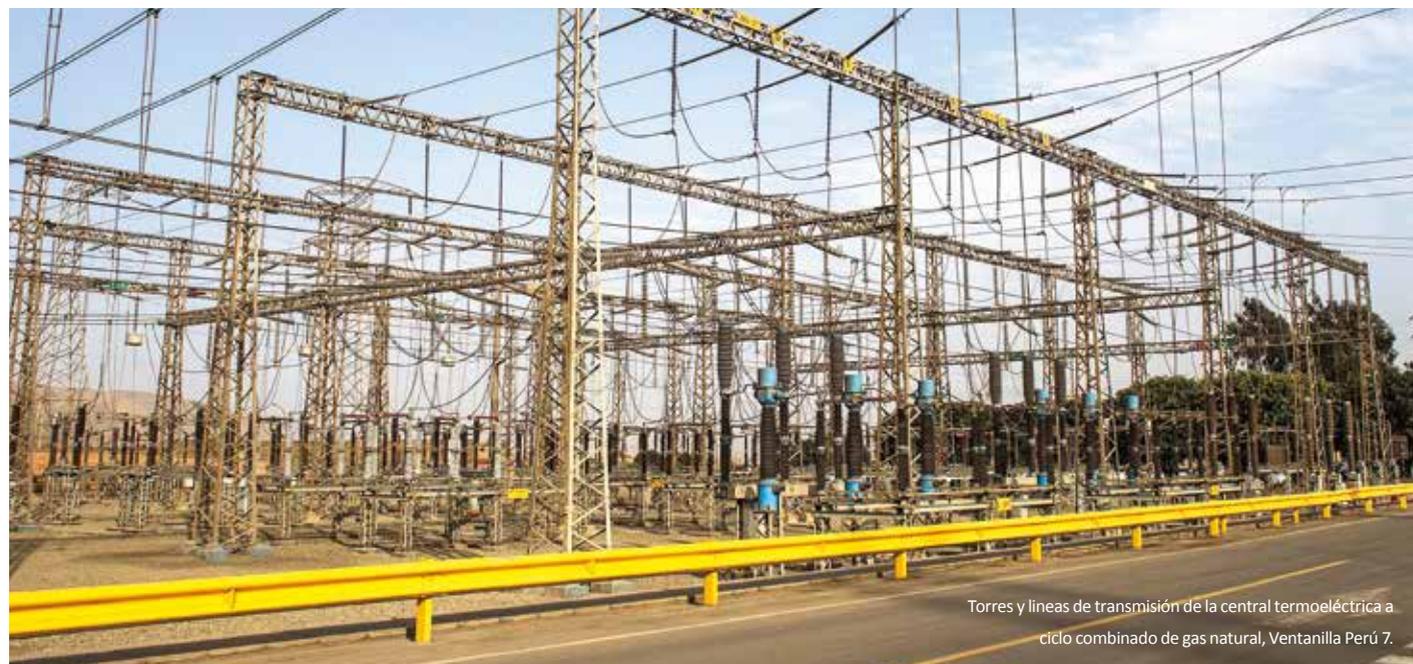


Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinermin.

Gráfico 7-13
Evolución de las inversiones en el sector eléctrico según origen

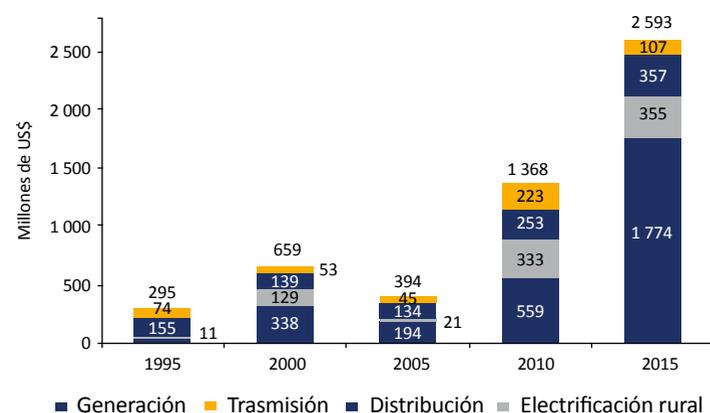


Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinermin.



Torres y líneas de transmisión de la central termoeléctrica a ciclo combinado de gas natural, Ventanilla Perú 7.

Gráfico 7-14
Evolución de las inversiones en el sector eléctrico, según actividad



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

La inversión en generación en los últimos 20 años se ha traducido en la construcción y entrada en operación de nuevas centrales de generación, como por ejemplo las centrales térmicas de Chilca 1 (2006), Kallpa (2007), Las Flores (2010), Santo Domingo de los Olleros (2013), Chilca (2014) y Puerto Bravo (2016). Por el lado de las hidroeléctricas han ingresado El Platanal (2010), Huanza (2014), Macchupicchu (2015), Cheves (2015), Santa Teresa (2015) y Quitaracsa (2015), entre las de mayor capacidad instalada. En el **cuadro 7-3** se presentan las principales centrales que iniciaron operación comercial en el periodo 1995-2015.

Como consecuencia de estos ingresos, la potencia instalada ha tenido un crecimiento continuo en los últimos 20 años al pasar de 4462 MW en 1995 a 12 189 MW en 2015, lo que representa un incremento de 173%. Del valor señalado, el mayor crecimiento se produjo en la capacidad instalada destinada para atender al mercado eléctrico, que triplicó su monto al pasar de 3186 MW en 1995 a 10 718 MW, mientras que la capacidad de las centrales destinadas a uso propio solo crecieron 15% en el mismo periodo (ver **gráfico 7-15**).

Cuadro 7-3
Principales centrales de generación que iniciaron operación*, 1995-2015

Central	Empresa	Potencia Instalada (MW)	Monto Invertido (Millones US\$)	Fecha de Puesta en Servicio
C.H. Gallito Ciego	Statkraft	38.1	47.6	Nov. 1997
Santa Rosa (WESTINGHOUSE (TG-7))	Edegel	121.3	41.0	Nov. 1997
Aguaytía - GN	Termoselva	156.3	286.0	Jul.1998
C.H. Yanango	Edegel	52.6	51.0	Feb.2000
Ilo 21 (Carbón)	Enersur	141.1	225.0	Ago. 2000
C.H. Chimay	Edegel	42.6	51.0	Oct. 2000
C.H Yuncán	Enersur	126.0	140.0	Jul.2005
Ventanilla - Ciclo Combinado - GN	Endesa	185.0	100.0	Oct.2006
C.T. Emergencia de Trujillo (Trujillo)	ELP/APR Energy	60.0	45.5	Jun.2009
C.T. Chilca 1 - Ciclo Simple (Chilca)	Enersur	560.0	336.0	I (Dic. 2006), II (Jul. 2007), III (Ago. 2009)
C.T. Kallpa I, II y III - Ciclo Simple (Chilca)	Kallpa Generación	560.0	249.9	I (Jul.2007), II (Jun.2009), III (Mar.2010)
C.T. Oquendo (Lima)	SDF Energía	30.0	23.0	Abr.2009
C.H. El Platanal (Cañete)	Celepsa	220.0	350.0	Mar.2010
C.T. Las Flores - Ciclo Simple (Chilca)	Egenor	192.5	110.0	May. 2010
C.T. Pisco (Pisco)	Egasa	70.0	8.3	Oct.2010
C.T. Independencia (Pisco)	Egesur	24.0	13.5	Oct.2010
C.T. Huachipa (Lima)	Illapu Energy	13.6	14.0	Set.2011
C.T. Kallpa IV - Ciclo Combinado (Chilca)	Kallpa Generación	293.0	395.0	Ago.2012
C.T. Tablazo (Paita)	Sudamericana de Energía (SDE)	30.0	22.5	Set.2012
C.T. Chilca 1 - Ciclo Combinado (Chilca)	Enersur	292.0	374.0	Nov.2012
C.T. Santo Domingo de los Olleros - Ciclo Simple (Chilca)	Termochilca S.A.C.	197.6	128.5	Oct.2013
C.T. Lagunas Norte (La Libertad)	Minera Barrick Misquichilca S.A.	12.8	-	Ene.2014
C.H. Huanza (Lima)	Empresa de Generación Huanza	96.8	251.0	Jun.2014
C.T. Chilca - Ciclo Combinado (Chilca)	Fénix Power Perú	570.1	857.0	Dic.2014
C.T. Éten (Lambayeque)	Consorcio Cobra-Enersa S.A.	230.0	145.0	Jul.2015
C.H. Machupicchu (Cusco)	Egamsa	101.8	148.8	Ago.2015
C.H. Cheves (Lima)	Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A. - SN Power	168.2	505.8	Ago.2015
C.H. Santa Teresa (Cusco)**	Luz del Sur S.A.A.	98.2	154.5	Set.2015
C.T. Recka (Lambayeque)	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	181.3	102.5	Set.2015
C.H. Quitaracsa (Ancash)	Enersur	112.0	464.0	Oct.2015
C.T. Chilca 1 - Ampliación Ciclo Combinado (Chilca)	Enersur	75.0	140.0	May.2016
C.T. Puerto Bravo (Arequipa)	Samay I S.A.	720.0	390.0	May.2016

* No incluye la inversión realizada en la construcción de centrales RER, presentadas en el capítulo 5 del presente libro.

** Fue entregada en concesión mediante R.S. N° 075-2011-EM el 24 de julio de 2011 a Egamsa. Mediante R.S. N° 033-2012-EM se aprobó la transferencia de la concesión definitiva del proyecto, de Egamsa a Luz del Sur.

Fuente y elaboración: DSE – Osinergmin.

Para 2015, las regiones ubicadas en el centro del país concentraban el 65% de la capacidad instalada del mercado eléctrico.

Según tipo de tecnología, durante el periodo 1995-2015 resalta el ingreso de centrales térmicas que operan con gas natural, las cuales han cambiado la configuración de la matriz de generación eléctrica. De esta manera, mientras que la potencia de las centrales hidroeléctricas

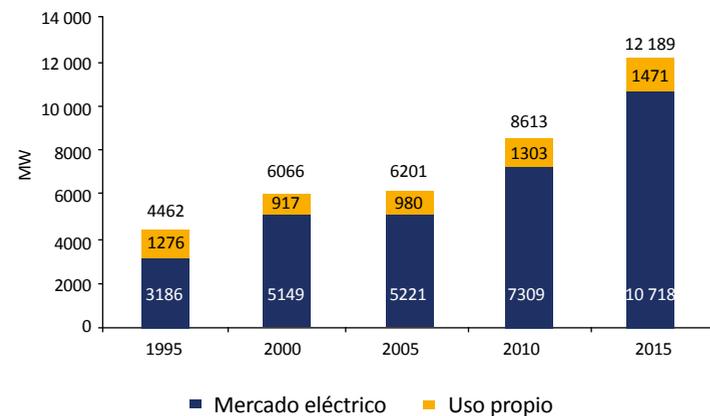
se incrementó 67%, la capacidad de las centrales térmicas lo hizo 289%. También se resalta el ingreso, a partir del 2010, de las centrales que emplean Recursos Energéticos Renovables (RER), producto de las licitaciones llevadas a cabo en el marco de las disposiciones establecidas mediante el Decreto Legislativo N° 1002. La evolución de la potencia instalada del SEIN, según tipo de tecnología, se puede apreciar en el **gráfico 7-16**.

Por región, Lima ha concentrado la mayor capacidad instalada de generación en el país, no obstante, en 2005 solo superaba a Huancavelica en 288 MW; mientras que para 2015 la capacidad instalada en Lima fue 4976 MW, es decir, en 10 años se adicionaron 3671 MW en Lima. Este hecho se encuentra relacionado con el inicio de operaciones del proyecto Camisea, que incentivó la instalación de centrales térmicas a gas natural en la zona de Chilca, al sur de Lima (ver **gráficos 7-17 y 7-18**).

Según grandes áreas geográficas, para 2015, las regiones ubicadas en el centro del país concentraban 65% de la capacidad instalada (6982 MW) del mercado eléctrico, seguidas de la región sur con 22% (2169 MW), norte con 11% (1203 MW) y oriente (363 MW).

Al analizar los últimos 10 años, se observa que si bien la potencia instalada se ha incrementado, las nuevas centrales de generación no han modificado de manera significativa la distribución de la capacidad instalada en cada una de las zonas geográficas del país. De esta manera, en 2005, un 61% de la capacidad instalada se concentraba en el centro del país, mientras que para 2015, su participación se había incrementado a 65%. Por el contrario, el sur y oriente del país redujeron su participación de 22% y 6% en 2005 a 20% y 4% en 2015, respectivamente, como se muestra en el **mapa 7-2** y el **cuadro 7-4**.

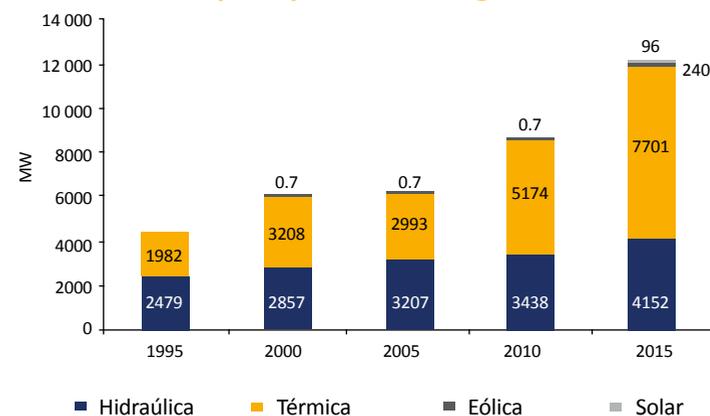
Gráfico 7-15
Evolución de la potencia instalada según tipo de servicio



Nota. El mercado eléctrico incluye el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

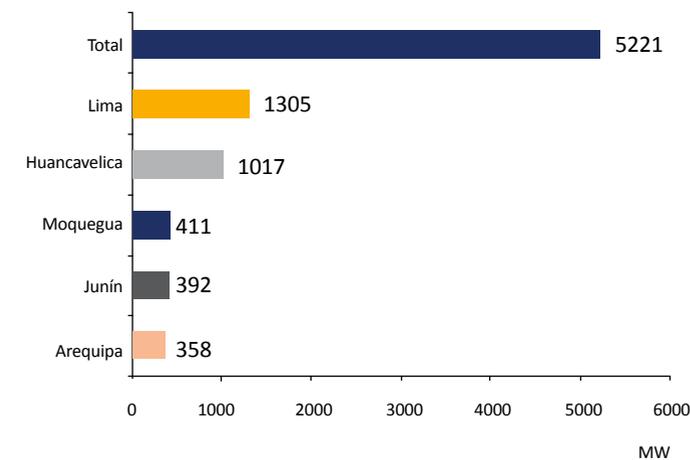
Gráfico 7-16
Evolución de la potencia instalada por tipo de tecnología



Nota. El mercado eléctrico incluye el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

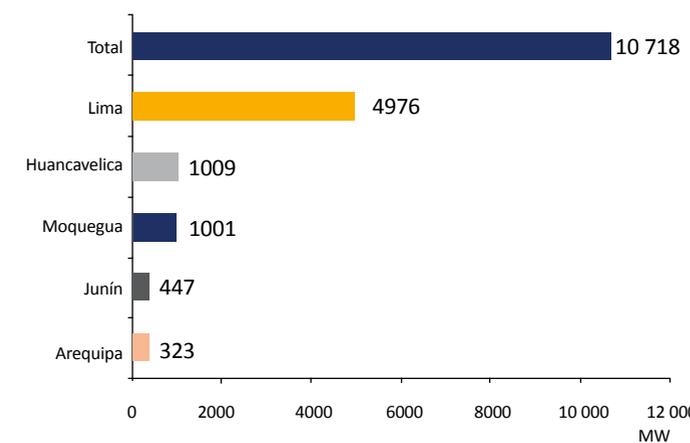
Gráfico 7-17
Potencia instalada del mercado eléctrico por región, 2005



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-18
Potencia instalada del mercado eléctrico por región, 2015*



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Mapa 7-2
Potencia instalada del mercado eléctrico por zonas geográficas, 2015



Cuadro 7-4
Potencia instalada

Zona	2005		2010		2015	
	MW	%	MW	%	MW	%
Norte	590	11	658	9	1203	12
Centro	3171	61	5186	71	6982	65
Sur	1160	22	1135	15	2169	20
Oriente	299	6	330	5	363	3
Total	5221	100	7309	100	10 718	100

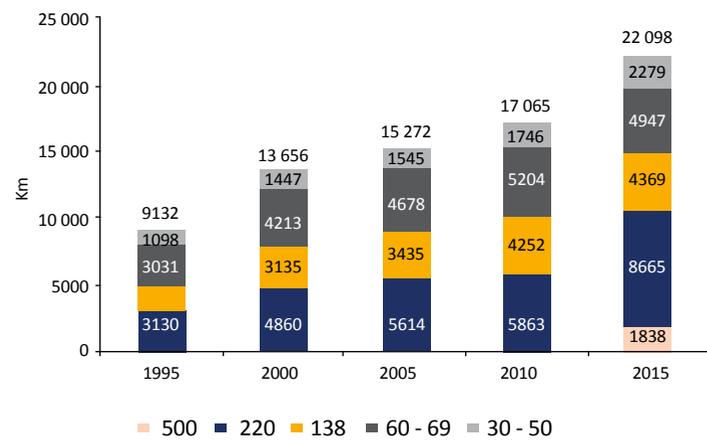
Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.



Primera central termoelectrica a ciclo combinado de gas natural (Camisea), Ventanilla-Peru 7.

Gráfico 7-19
Evolución de la longitud de las líneas de transmisión según nivel de tensión



Nota. En 2011 entra a operar la primera línea en 500 kV Chilca-La Planicie-Zapallal.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

En la actividad de transmisión, la mayor inversión permitió incorporar al SEIN nuevas líneas. Antes de 2010, el más grande ingreso de capital se daba en la instalación de líneas de 200 kV, mientras que para 2011, la inversión realizada permitió la entrada en operación de la primera línea de 500 kV Chilca-La Planicie-Zapallal de ISA Perú S.A., proyecto que pertenece al Sistema Garantizado de Transmisión y que fue desarrollado en dos etapas con cerca de 90 km de longitud.

Asimismo, en 2014 se incorporó la L.T. Trujillo Nueva-La Niña, también de 500 kV, con un total de 327 km de longitud, aproximadamente. Para 2015 se sumaron 993 km de líneas de transmisión al SEIN, alcanzando en total 25 810 km. Durante este último año destaca la incorporación de los tramos Suriray-Abancay-Cotaruse de la línea de transmisión Macchu Picchu-Abancay-Cotaruse de 220 kV a cargo del Consorcio Trasmantaro con 190 km de líneas aproximadamente; la línea de transmisión Cotaruse-Las Bambas de 220 kV a cargo de ATN2 con 132 km; y los tramos L-2059 y L-2060 de 188 km y 135.2 km, respectivamente. El **gráfico 7-19** muestra la evolución (en kilómetros) de las líneas de transmisión en el periodo 1995-2015. Se puede apreciar el incremento sustancial que han experimentado en los últimos 20 años, como resultado de la construcción de nueva infraestructura de transmisión. La actual configuración de las líneas de transmisión y concesiones de distribución se presenta en el **mapa 7-3**.

La demanda de electricidad, tanto de los consumidores residenciales como industriales, se ha incrementado considerablemente. Así, se ha requerido mayores montos de inversión e incremento del número de centrales de generación que permitan aumentar la producción de energía eléctrica para poder atender la creciente demanda de electricidad. A continuación se presenta la evolución de la producción de electricidad, mientras que en la sección siguiente se realiza el balance entre la oferta y la demanda.

Mapa 7-3
Principales líneas de transmisión eléctrica, 2015



Fuente y elaboración: COES.

7.3. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La producción nacional de electricidad ha aumentado sostenidamente en los últimos 20 años. En 2015, fue 48 278 GWh, y representó un aumento acumulado de 186% con respecto a 1995 (16 880 GWh) y una tasa de crecimiento promedio anual de 5.4%. Según el tipo de servicio, la producción del mercado eléctrico (SEIN y SS.AA.) ha subido 249%, al pasar de 13 106 GWh en 1995 a 45 711 GWh en 2015, mientras que la producción de uso propio se redujo 32% en el mismo periodo al pasar de 3774 GWh en 1995 a 2559 GWh en 2015 (ver **gráfico 7-20**).

Del total de la producción del mercado eléctrico, aquella realizada por el SEIN se ha mantenido por encima de 95%, mientras que la producción de los sistemas aislados se ha

reducido desde 5% (0.7 miles de GWh) en 1995 a alrededor de 1% (0.6 miles de GWh) en 2015, como se puede apreciar en el **gráfico 7-21**.

Según el tipo de tecnología utilizada, a 2015, para el mercado eléctrico la producción en base a tecnología hidráulica representó 50.6% del total; mientras que aquella en base a centrales térmicas, 47.6%; y la producción en base a energías renovables, 1.8% del total.

Antes de 2005, la producción de electricidad mediante el uso de recursos hídricos concentraba entre 70% y 90% del total. A partir de ese año, la mayor disponibilidad y el uso de gas natural de Camisea¹¹ para la producción de electricidad en centrales térmicas empezó a crecer, lo que originó que la participación de la generación térmica se

incremente de 26.2% en 2005 a 47.6% en 2015. En el mismo periodo, la participación de la tecnología hidráulica se ha reducido 23 puntos porcentuales, como se puede apreciar en el **gráfico 7-22**. El resto de la producción se realizó por medio del uso de energía solar y eólica, desarrollada bajo el amparo del marco legal que promueve la generación eléctrica en base a recursos energéticos renovables, como se ha señalado en el **capítulo 5** del presente libro.

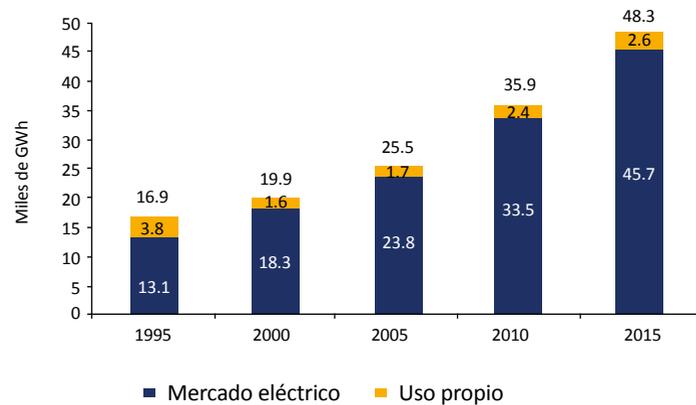
El aumento del uso de gas natural en la generación se puede explicar por la instalación de nuevas centrales que lo utilizan, así como por la adecuación de otras que empleaban derivados del petróleo (diésel o residual). Esto se muestra en el **gráfico 7-24**, que presenta la evolución de la producción de electricidad en el SEIN según el tipo de recurso que se ha empleado. Así,

se aprecia que la generación en base a gas natural, que en 2001 solo representaba 4.2% de la producción total, a partir de 2005 fue incrementando de manera paulatina su participación hasta situarse cerca al 46.4% en 2015. Mientras tanto, en el mismo periodo, la generación hidroeléctrica, y aquella basada en carbón y derivados del petróleo, se han reducido de manera significativa.

A 2015, la producción en base a tecnología hidráulica representó 50.6% del total del mercado eléctrico, mientras que aquella en base a centrales térmicas, 47.6%; y la producción en base a energías renovables, 1.8% del total.



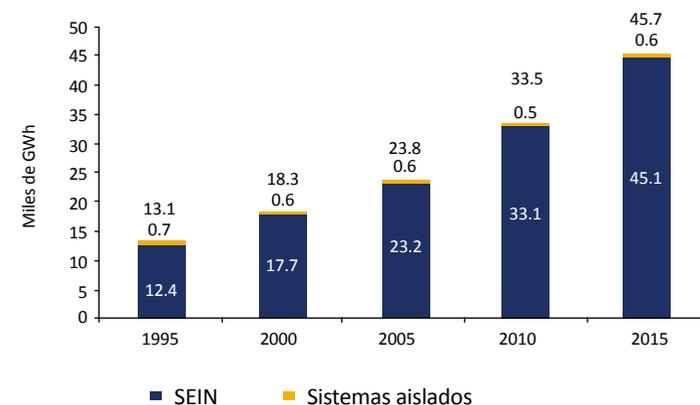
Gráfico 7-20
Evolución de la producción nacional de electricidad



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

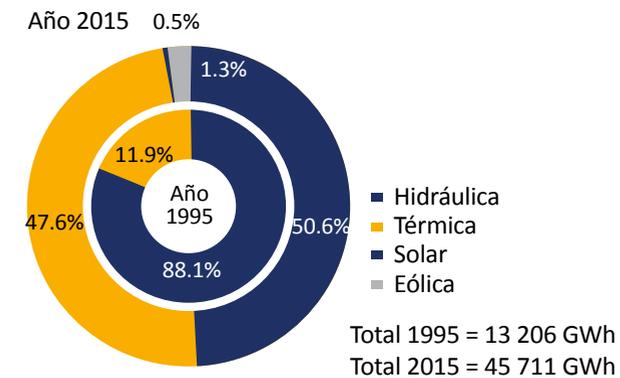
Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Gráfico 7-21
Evolución de la producción de electricidad del mercado eléctrico



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

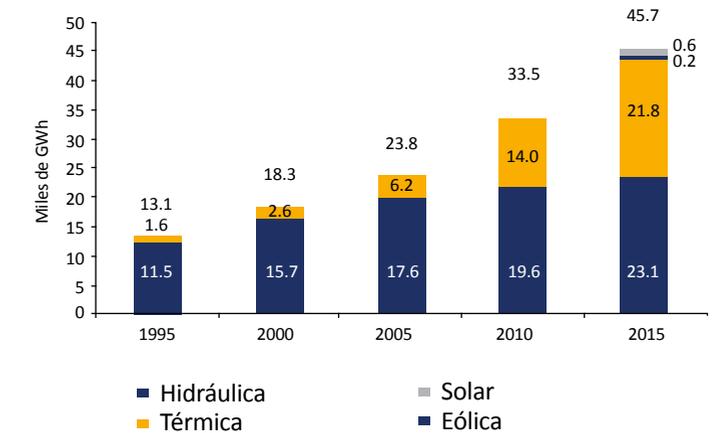
Gráfico 7-22
Evolución de la participación de cada tecnología en la producción de electricidad



Nota. La producción corresponde al mercado eléctrico que incluye el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Gráfico 7-23
Evolución de la producción de electricidad del mercado eléctrico según tecnología



Nota. El mercado eléctrico incluye el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Para el mercado eléctrico, a nivel de regiones, en 2015 la producción de electricidad en Lima fue 25 107 GWh, representando 54.9% del total. Asimismo, Huancavelica representó 15.7% (7171 GWh), Junín 6% (2743 GWh), Áncash 4% (1838 GWh) y Cusco 2.8% (1268 GWh), como se puede apreciar en el **gráfico 7-25**. La participación de Lima y Huancavelica en la producción se debe a la existencia de varias centrales térmicas a gas natural, en el caso de Lima, y a la presencia del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro, en el caso de Huancavelica. Asimismo, se resalta que cuatro de las cinco regiones que tienen mayor producción de electricidad se encuentran en el centro del país.

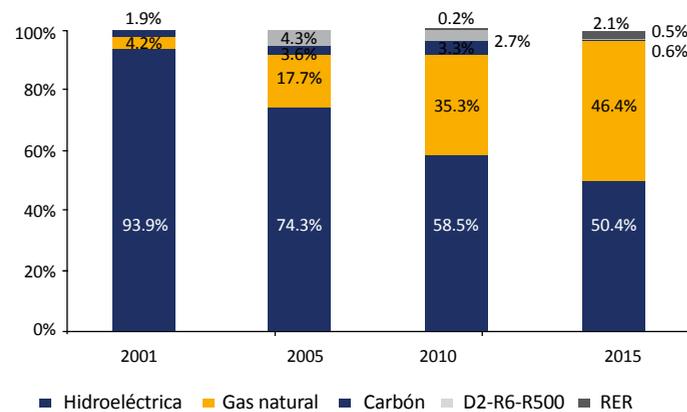
Según grandes áreas geográficas, para 2015, las regiones del centro del país concentraron 82% de la producción de energía eléctrica,

sobre todo debido a la producción de las centrales térmicas instaladas al sur de Lima y a la producción del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro. El sur concentró 10% de la producción total, la zona norte del país 6% y las regiones del oriente solo representaron 2% de la producción.

En los últimos 10 años, en 2005, la participación de la zona centro en la producción nacional era 70%, el sur 17%, el norte 7% y el oriente 7%, mientras que para 2010, la participación de la zona centro había aumentado 8 puntos porcentuales y en las otras zonas se había reducido. Para 2015, la tendencia se mantuvo, ya que la participación de la zona centro se incrementó 5 puntos porcentuales y se redujo en las zonas sur y norte del país como se aprecia en el **mapa 7-4** y el **cuadro 7-5**.

En la última década, el Perú ha registrado un crecimiento económico sostenido, lo cual impulsó la producción eléctrica debido a que es soporte de la gran mayoría de industrias que dinamizan la economía. A nivel regional, Perú ha registrado un crecimiento de la producción *per cápita*, pasando de 0.6 MWh a 1.5 MWh entre los años 1990 y 2015 (se llegó a un nivel de producción *per cápita* equivalente al registrado en Colombia o Ecuador). No obstante, las condiciones climatológicas más intensas en las estaciones del año incentivan la necesidad de demandar un mayor nivel de producción eléctrica por persona, como por ejemplo Argentina (285 kWh-mes) o Chile (349 kWh-mes), países en los cuales la demanda de electricidad se ha incrementado 113%, es decir, más del doble en el periodo señalado (ver **gráfico 7-26**).

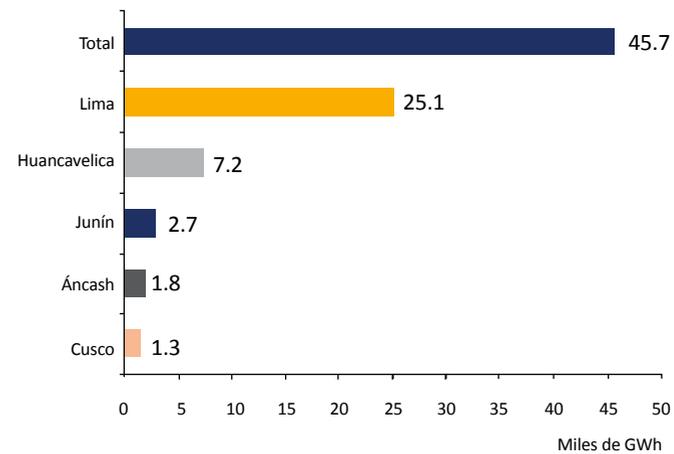
Gráfico 7-24
Evolución de la producción de electricidad del SEIN según tipo de recurso



Nota. RER corresponde a la producción eléctrica realizada en base a energía eólica, solar y biomasa, sin incluir la generación en centrales hidroeléctricas con capacidad menor a 20 MW, la cual ha sido considerada como parte de la generación hidroeléctrica.

Fuente: COES. Elaboración: GPAE – Osinermin.

Gráfico 7-25
Producción de electricidad del mercado eléctrico por región, 2015



Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinermin.

Mapa 7-4
Producción de electricidad por zonas geográficas, 2015



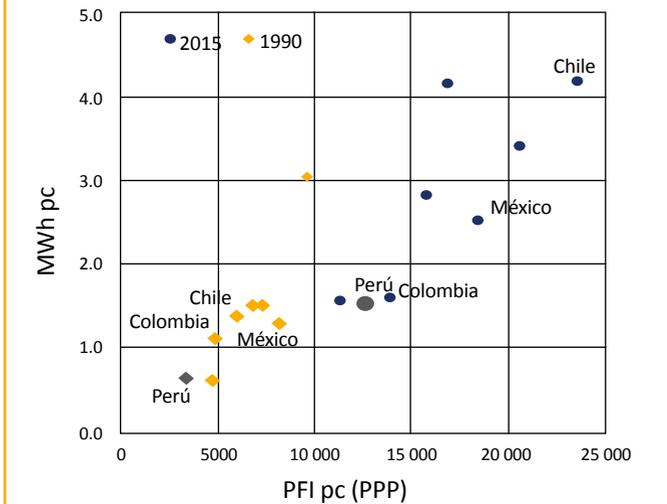
Cuadro 7-5
Producción de electricidad, 2005-2015

Zona	2005		2010		2015	
	Miles de GWh	%	Miles de GWh	%	Miles de GWh	%
Norte	1.6	7	2.2	7	2.7	6
Centro	16.6	69	26.2	78	37.8	82
Sur	4.0	7	4.1	12	4.5	10
Oriente	1.6	17	1.1	3	0.8	2
Total	23.8	100	33.5	100	45.7	100

Nota. El mercado eléctrico comprende el SEIN y los SS.AA.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinermin.

Gráfico 7-26
Relación entre la producción eléctrica per cápita y el PBI per cápita, 1990 – 2015



Nota: MWhpc (megawatts hora per cápita), PPP (power purchase parity)

Fuentes: BP y FMI. Elaboración: GPAE – Osinermin.

7.4. BALANCE OFERTA-DEMANDA

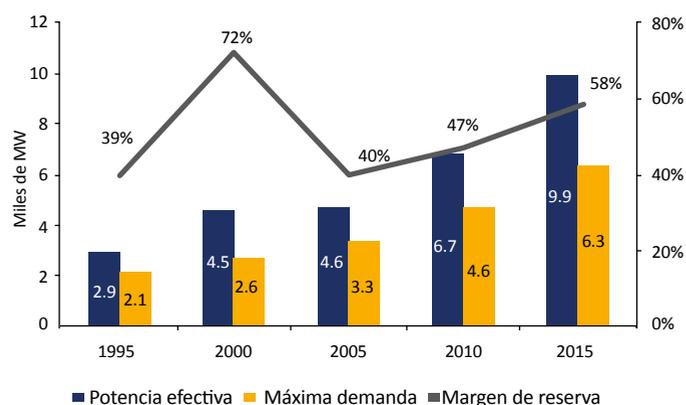
Máxima demanda y margen de reserva

Tanto la potencia efectiva como la máxima demanda han mostrado una tendencia creciente en los últimos 20 años. Un concepto asociado a estos términos es el margen de reserva efectivo que mide el porcentaje de potencia efectiva que excede a la máxima demanda¹².

El margen de reserva es un indicador que permite apreciar el nivel de seguridad en la continuidad de las operaciones del sistema eléctrico, como respaldo ante posibles contingencias o condiciones adversas. En este sentido, valores elevados del margen de reserva muestran que el sistema eléctrico es capaz de seguir generando electricidad si es que ocurre una restricción en la producción de alguna central. Por el contrario, un valor bajo del margen de reserva indicaría que la capacidad del sistema para atender la demanda se vería afectada ante la ocurrencia de algún evento adverso.



Gráfico 7-27
Evolución del margen de reserva efectivo



Fuentes: MEM y COES. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Durante el periodo 1995-2015, el margen de reserva efectivo ha tenido cambios. Así, en 1995 tomó un valor de 39% mientras que para el 2000 se había incrementado a 72% debido a que el crecimiento de la capacidad instalada fue superior al que se observó en la máxima demanda. En el siguiente quinquenio, el margen de reserva se redujo de manera significativa porque la demanda empezó a crecer a tasas superiores a las de la capacidad instalada, ya que esta solo se incrementó 3% y la máxima demanda aumentó 26%. La tendencia continuó hasta 2008, periodo en el cual la máxima demanda creció a una tasa promedio anual de 7.6%, mientras que la potencia lo hizo a una tasa de 4%.

A partir de 2009, el ingreso de nuevas centrales térmicas, principalmente a base de gas natural (como se puede apreciar en el **cuadro 7-2**), así como la reducción de las tasas de crecimiento de la máxima demanda, debido a los efectos de la crisis financiera internacional, dieron como resultado una mejora en el margen de reserva efectivo hasta llegar a 58%, nivel reportado en 2015 (ver **gráfico 7-27**).

Pérdidas de energía

Debido a que la energía eléctrica no necesariamente se produce cerca de los centros de consumo, se generan pérdidas durante su transporte por las líneas de transmisión y distribución¹³, por lo que el total de la energía producida no llega a los consumidores finales. Al término de 2015, las pérdidas de energía en la etapa de transmisión fueron 3.8% del total de la producción, mientras que

en la etapa de distribución fueron 7.5% de la energía entregada en las redes de media y baja tensión (ver **gráficos 7-28** y **7-29**).

En 1995, las pérdidas de transmisión fueron 3.7%, y a partir de ese año se redujeron hasta un mínimo de 1.8% en 2004. Luego dicho porcentaje se incrementó hasta situarse en 2.9% en 2011, 0.8 puntos porcentuales por encima del valor registrado en 1995. Para el año siguiente, las pérdidas se incrementaron 1.2 puntos porcentuales debido a que: i) en 2011 se incorporaron nuevas instalaciones de transmisión, en su mayor parte a partir del segundo semestre, con lo cual su impacto en las pérdidas de transmisión se puede apreciar plenamente en 2012; y ii) en el periodo 2011-2012 la producción térmica del sur del país se reduce, lo cual implica un mayor envío de energía de las centrales del centro y norte hacia el sur, por lo que al recorrer varios kilómetros de distancia se producen más pérdidas en el sistema de transmisión. Para 2013, la estabilización del porcentaje de pérdidas se debe al ingreso de la línea de transmisión de 500 kV que conecta el centro-

norte del país con el sur, y que mejora la capacidad de envío de energía al sur.

Por otro lado, las pérdidas de distribución se han reducido de manera significativa en el periodo 1995-2015, al pasar de 19.7% en 1995 a 7.5% en 2015; es decir, una baja de 12.3 puntos porcentuales. Esta mejora estuvo asociada a un cambio en la metodología de fijación de tarifas de las empresas de distribución, por medio de la cual solo se les reconocía un nivel eficiente de pérdidas, lo que incentivó a las empresas a invertir en la mejora de sus redes de distribución. La cuantificación de dicha modificación se presentará en el **capítulo 8** del presente libro.

Interconexiones internacionales

La Decisión¹⁴ 536 de la Comunidad Andina (CAN) de diciembre de 2002 permitió el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica Perú-Ecuador a 220 kV. Bajo su marco se llegó a construir la infraestructura de transmisión para la transferencia de energía entre ambos países, que ha sido utilizada para

suministros extraordinarios de emergencia entre los dos países. Luego, la Decisión 757 de agosto de 2011 reemplazó a la Decisión 536 como instrumento que norma el intercambio de electricidad entre Perú y Ecuador. Asimismo, en noviembre de 2012 se firmó el Acuerdo de Cuenca Perú-Ecuador, mediante el cual se acordó la construcción de una línea de interconexión de 500 kV entre Perú y Ecuador.

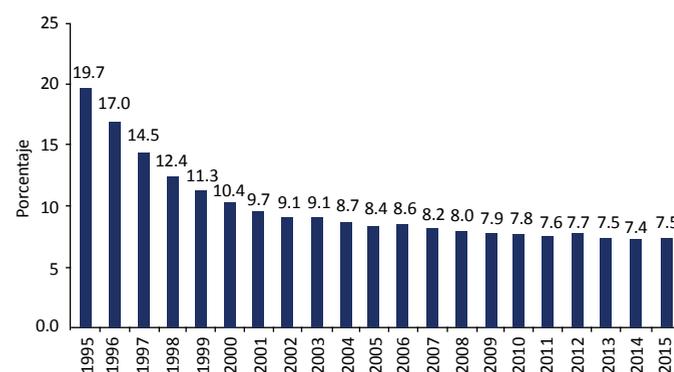
Al amparo de este marco legal se han realizado los intercambios de energía entre Perú y Ecuador. En el periodo 2009-2015, los flujos han sido muy positivos para el país, pues el monto fue superior al importado. De esta manera, en 2009 y 2010, los flujos correspondieron a exportaciones del Perú por 62.5 GWh y 111.9 GWh, mientras que en 2011 y 2012, el país importó 5.7 GWh y 5 GWh, respectivamente. Para cerrar, en 2014 y 2015 exportó 12.7 GWh y 54.7 GWh, como se puede apreciar en el **gráfico 7-30**. Con respecto a la producción y consumo total de electricidad, los flujos de energía no fueron muy significativos, ya que en el año de mayor exportación (2010) apenas representaron 0.33% de la producción del mercado eléctrico, mientras que la importación en 2011 solo representó 0.2% del consumo de electricidad en el mercado eléctrico.

Gráfico 7-28
Evolución de las pérdidas en transmisión



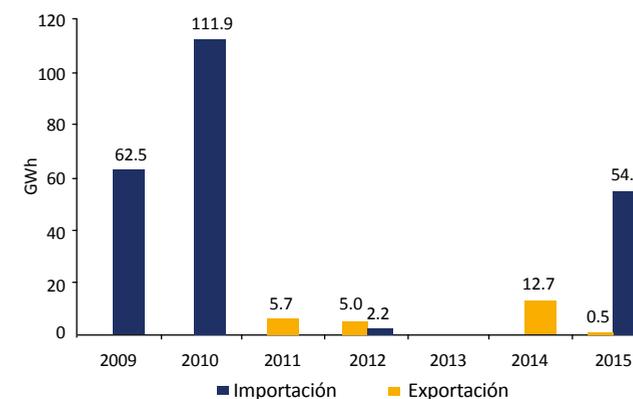
Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Gráfico 7-29
Evolución de las pérdidas en distribución



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Gráfico 7-30
Evolución de los intercambios de energía eléctrica con Ecuador

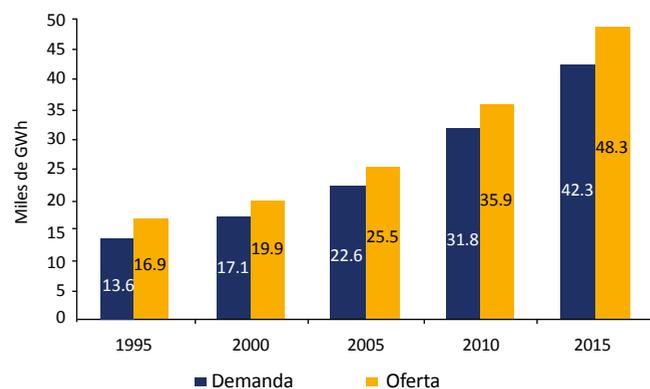


Fuente: COES. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Oferta y demanda

Una vez presentada la demanda y la oferta global en las secciones previas, así como la evolución del margen de reserva efectivo, las pérdidas de energía y los intercambios internacionales de electricidad; en el **gráfico 7-31** se muestra el balance entre la oferta de generación eléctrica y la demanda. Se puede apreciar que ambas variables han evolucionado siguiendo la misma tendencia en los últimos 20 años. Como se ha señalado previamente, la diferencia entre la producción y la demanda se debe a la existencia de las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución.

Gráfico 7-31
Evolución de la oferta y demanda eléctrica



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinermin.

En las **ilustraciones 7-2 y 7-3** se presenta el balance, en terajoules (TJ), de la oferta y demanda por fuentes de energía y consumo para 2005 y 2014. En 2005, la principal fuente de energía para la generación eléctrica fue la hidroenergía (49%), seguida del gas natural (27%) y el petróleo industrial (8%); mientras que para 2014, fue el gas natural (56%), seguido de la hidroenergía (31%) y el bagazo (5%). Es decir, en los últimos 10 años se ha experimentado un cambio en la matriz de generación de energía eléctrica.

Como se explicó en el **capítulo 1**, se debe tener presente que en el proceso de generación de electricidad existe una parte de la energía de las fuentes primarias (hidroenergía, gas natural, petróleo, carbón, entre otros) que se pierde durante su transformación a energía eléctrica. El nivel de pérdidas depende del grado de eficiencia de las turbinas que se utilicen. De esta manera, por ejemplo, las centrales de ciclo combinado de gas natural tienen un nivel de eficiencia mayor que las centrales de ciclo simple, puesto

que con la misma cantidad de gas natural aquellas producen más electricidad. En el caso de las centrales hidroeléctricas, el nivel de eficiencia de las turbinas es aún mayor en comparación a las empleadas en las centrales térmicas. Por ello, los porcentajes señalados en el párrafo anterior le asignan más peso a los combustibles fósiles en comparación a los datos presentados en la **sección 7.3** del presente capítulo.

Por el lado del consumo, la estructura de usos no se ha modificado de manera significativa, ya que en 2005, los principales usos de la electricidad estuvieron en el sector residencial, comercial y alumbrado público (40%), industrial (30%) y minero metalúrgico (25%); mientras que para 2014, la composición se había modificado

ligeramente con participaciones de 42%, 29% y 26%, respectivamente.

Una vez realizado el balance entre la oferta y la demanda de electricidad, en las siguientes secciones se presentará el comportamiento que han tenido los precios y tarifas de la energía eléctrica, así como la facturación de las empresas.

7.5. PRECIOS

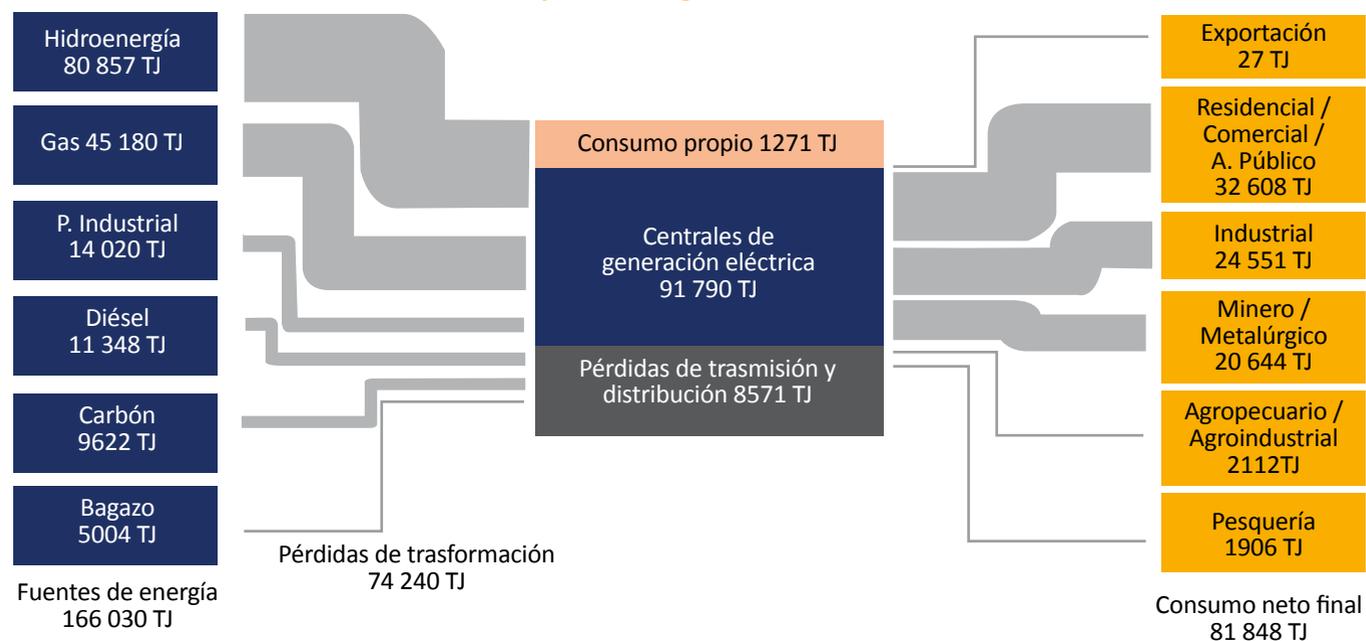
Costo marginal, tarifa en barra y precios a nivel generación

Como se ha señalado en el **capítulo 4** del presente libro, uno de los componentes de las tarifas de electricidad que pagan

los usuarios regulados es el precio a nivel de generación (PNG) que remunera a las empresas que producen la electricidad. El PNG es el promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación (precio en barra) y los de contratos resultantes de las licitaciones de suministro eléctrico¹⁵. Los valores que tomen estas variables son importantes, puesto que dan las señales de precios que guían las decisiones de inversión a largo plazo.

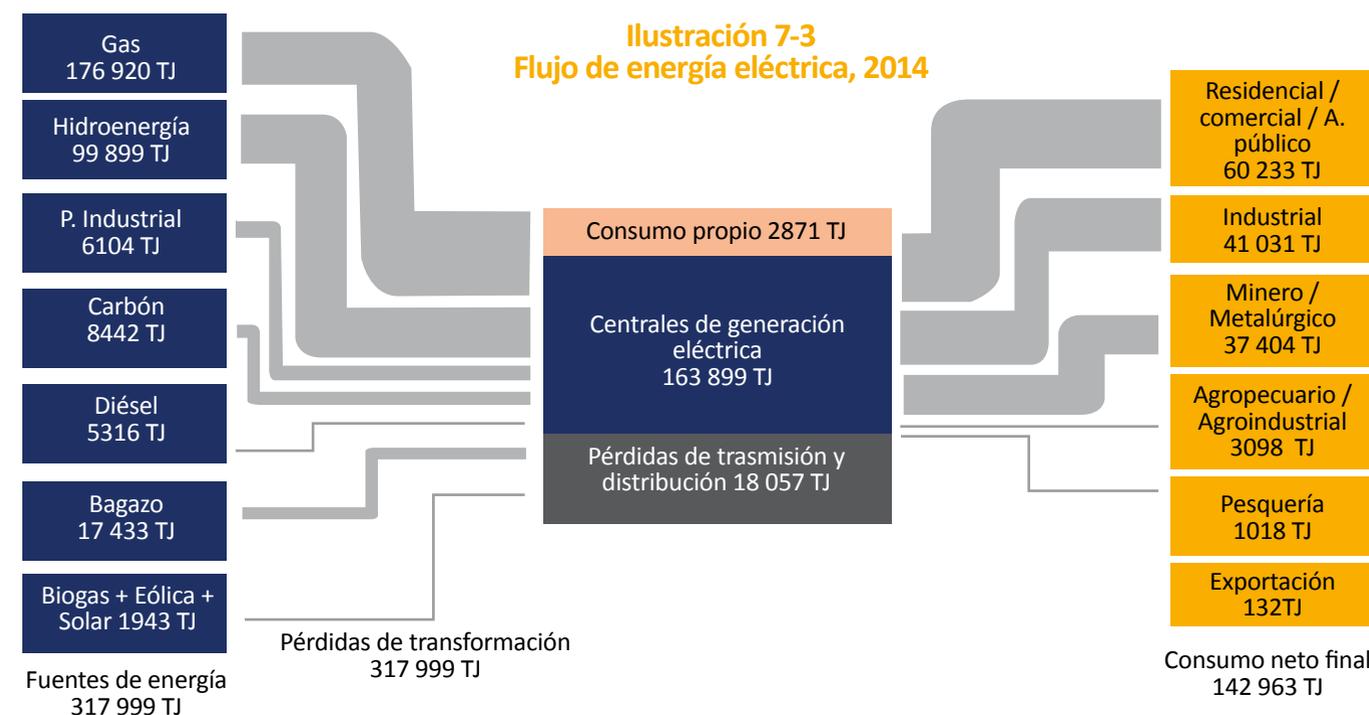
La finalidad de las licitaciones es garantizar que la demanda de los usuarios regulados se encuentre plenamente respaldada, por lo que dota a quienes resulten adjudicatarios con contratos cuyos precios son estables. Al contar con contratos estables con horizontes de entre 5 y 20 años y precios ofertados por

Ilustración 7-2
Flujo de energía eléctrica, 2005



Fuente y elaboración: MEM.

Ilustración 7-3
Flujo de energía eléctrica, 2014



Fuente y elaboración: MEM.

los propios adjudicatarios, se reduce el riesgo regulatorio al que se ve enfrentada una nueva inversión en generación y, por tanto, sirve como un incentivo para la construcción de nuevas plantas.

Otra variable importante en el mercado eléctrico es el costo marginal de generación, que representa el costo de generación de electricidad de la última central que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) llama a operar para suministrar energía al sistema, y sirve para valorizar los retiros de energía del mercado realizados sin tener un contrato de por medio. En el **gráfico 7-32** se presenta la evolución que ha tenido el costo marginal comparado con la tarifa en barra. Se aprecian también periodos en los cuales el costo marginal se ha encontrado muy por encima de la tarifa en barra, resaltando los años entre 2004-2005 y 2008-2009. El primer periodo se originó

por una época de sequías que ocasionó problemas en la generación hidroeléctrica y cuyos efectos llevaron a la promulgación de la Ley N° 28832, que reformó la regulación del sector eléctrico en los segmentos de generación y transmisión.

El segundo periodo de costos marginales elevados se produjo por restricciones en la capacidad de transporte del gas natural desde Camisea hacia nuevas plantas termoeléctricas ubicadas en el sur de Lima. Ante esta situación, el Estado intervino modificando la metodología para determinar el costo marginal. Por ello, desde 2009 se emplea el concepto de costo marginal idealizado¹⁶, que es el costo marginal de corto plazo del SEIN, considerando que no existe ninguna restricción en la producción o transporte de gas natural y en la transmisión de electricidad. Esta nueva forma de cálculo redujo el costo marginal de electricidad

usado para realizar las liquidaciones en el mercado de corto plazo.

En el **gráfico 7-33** se presenta la evolución del PNG y sus componentes (precio en barra y de licitaciones). También permite apreciar la evolución de estos precios en Ctm S/. por kWh, lo cual corresponde a los precios convertidos en soles con el tipo de cambio. Entre mayo de 2007 y noviembre de 2011, la tarifa del mercado libre era mayor que el precio de las licitaciones a usuarios regulados. Durante este período, las primeras licitaciones a los usuarios regulados eran a mediano plazo, con duración de tres y cuatro años (2007-2011). De esta forma, era coincidente con el horizonte temporal de los precios en barra.

Es importante mencionar que las licitaciones de largo plazo fueron convocadas en 2009 y su suministro empezó en enero de 2014. Asimismo, si bien el diseño del mecanismo de licitaciones de largo plazo brinda predictibilidad sobre los ingresos de los generadores, también ocasiona que los precios se desvinculen de las condiciones del mercado, pues no necesariamente coinciden con aquellas que existían al momento de realizar las subastas¹⁷.

En el caso de los precios en barra, para el periodo de mayo 2007 a mayo de 2010, estos tenían la misma evolución que los precios de las licitaciones. Luego de esa fecha quedan rezagados en relación al precio de las licitaciones. Esto ocurre debido a que el contexto de la economía nacional cambia por los efectos de la crisis financiera internacional y el menor ritmo de crecimiento de la economía china, que impactan sobre el dinamismo de la demanda eléctrica local. No obstante, como se ha señalado previamente, los precios de las licitaciones no recogen de manera directa este efecto del mercado local, como sí ocurre en el caso de las tarifas en barra determinadas por Osinermin. Asimismo, se debe precisar que, de acuerdo con el marco legal vigente, las tarifas en barra no pueden diferir en más de 10% del precio de las licitaciones, por lo

que han seguido la misma tendencia al alza a partir de 2011.

Otras variables que también afectan la evolución del PNG son los componentes del factor de actualización tanto del precio de las licitaciones, como del precio en barra. En el **gráfico 7-34** se muestran algunos, como el precio del gas natural, el tipo de cambio y el precio del carbón. Se aprecia que el precio del gas natural y el tipo de cambio¹⁸, que representaban los componentes con mayor ponderación dentro de las fórmulas del factor de actualización, han tenido una tendencia creciente a partir de 2011, mientras que el precio del carbón se ha reducido.

Es conveniente precisar que cada contrato entre los generadores y distribuidores, resultado de las licitaciones, establece las variables que se incluirán en el factor de

actualización, así como sus respectivas ponderaciones; mientras que Osinermin aprueba los factores de actualización de los precios en barra. Aunque debido a que los precios de las licitaciones representan casi el 90% del PNG, las variables establecidas en los contratos tienen una mayor incidencia sobre sus valores.

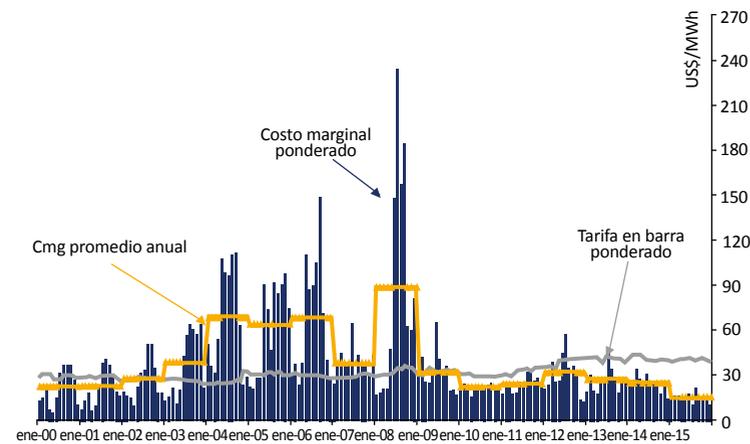
Por otra parte, al comparar el precio promedio que pagan los usuarios libres por la energía eléctrica con el precio a nivel generación de los usuarios regulados, en 2007 existía una diferencia de alrededor de 2.3 ctms S/. por kWh entre ellos, la cual se incrementó hasta alcanzar un máximo de 9.73 ctms S/. por kWh en 2008. A partir de dicha fecha la diferencia se ha reducido como se puede apreciar en el **gráfico 7-35**. Es importante resaltar que los precios del mercado libre se forman a partir de procesos de negociación que llevan a cabo

los generadores y distribuidores por un lado, y los grandes usuarios que tienen demandas superiores a 200 kW al año¹⁹, por otro. En este sentido, los precios de dicho mercado reflejarían los *shocks* que afectan la demanda y oferta, así como las perspectivas del mercado. Este hecho se puede apreciar, por ejemplo, en 2008, cuando los precios del mercado libre se incrementaron de manera significativa, producto de las restricciones en el transporte de gas natural de ese año. Asimismo, desde inicios de 2016, los precios del mercado libre han disminuido y se han situado por debajo del precio del mercado regulado debido al aumento de la capacidad instalada de generación.

Tarifas de electricidad

En el **capítulo 4** del presente libro se mencionó que las tarifas que pagan los usuarios regulados están compuestas por el precio a nivel de generación, el peaje de transmisión y el valor agregado de distribución. El **gráfico 7-36** presenta

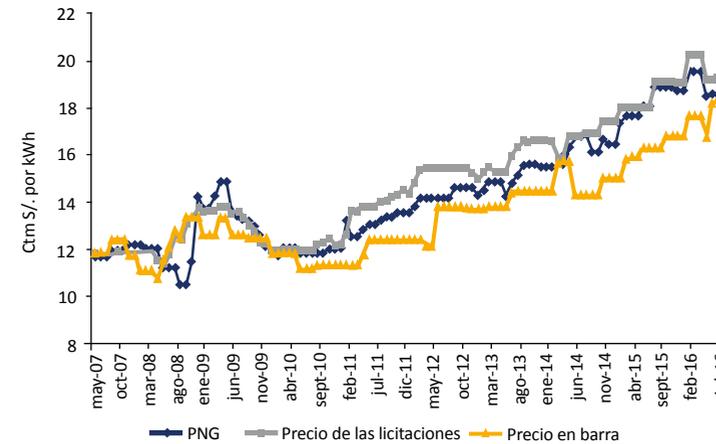
Gráfico 7-32
Costo marginal ponderado y tarifa en barra mensual



Nota. La tarifa en barra corresponde a aquella reportada en la barra Santa Rosa 220 kV.

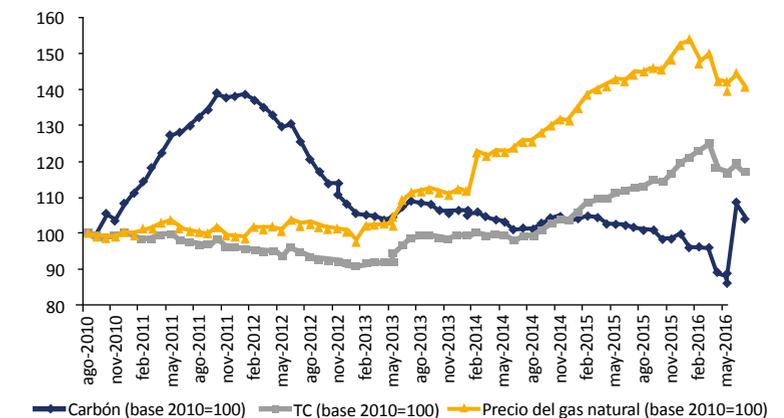
Fuente y elaboración: COES.

Gráfico 7-33
Precio a nivel generación, precio de las licitaciones y precio en barra



Fuente y elaboración: GRT - Osinermin.

Gráfico 7-34
Factores de actualización de los precios a nivel generación



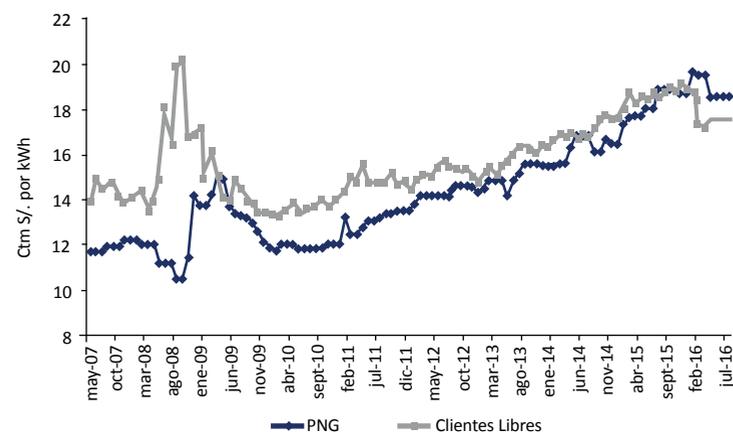
Fuente: GRT - Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinermin

el comportamiento que ha experimentado el cargo por energía que remunera cada una de las actividades señaladas desde 2005, mientras que en el **gráfico 7-37** se muestra la evolución de su composición.

Se ve que el cargo por energía activa²⁰ para Lima Norte se ha incrementado 42% en el periodo 2005-2016 al pasar de 32.8 ctm S/. por kWh a 46.6 ctm S/. por kWh. Según sus componentes, la remuneración a la transmisión fue la que más se incrementó (65%), seguida del pago a la generación (43%) y, por último, la distribución (26%). El incremento del componente de transmisión se debe a la incorporación sucesiva de diferentes tipos de cargos adicionales al peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión. Estos han sido creados vía normas legales dadas por el Congreso de la República y el Ministerio de Energía y Minas (MEM), y buscan remunerar las inversiones en energías renovables, plantas de reserva fría, Nodo Energético, Gasoducto Sur Peruano, entre otros; los que a agosto de 2016 representaron 60% del total del peaje de transmisión. En el **cuadro 7-6** se presenta la lista de los cargos que se encuentran vigentes a la fecha.

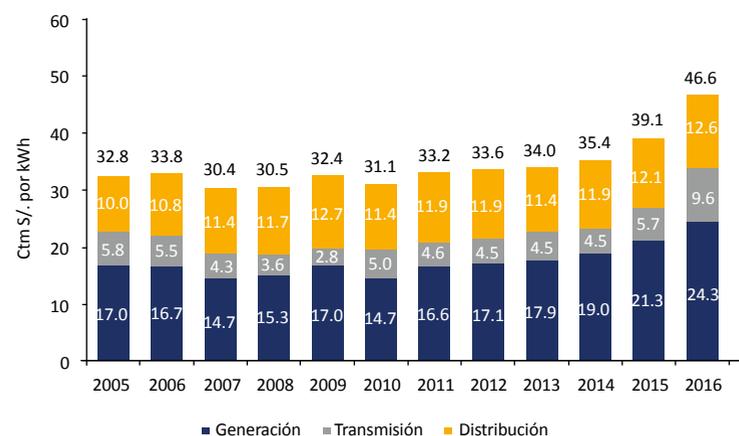
Las variaciones señaladas han ocasionado que la composición del cargo por energía se modifique entre 2005 y 2015. De esta manera, se tiene que la participación de la distribución se ha reducido de 30% en 2005 a 27% en 2015; mientras que la participación de la transmisión se incrementó de 18% a 21% en el mismo periodo. Por otra parte, si bien el componente de generación también se incrementó en el periodo en mención, su participación se ha mantenido relativamente constante (ver **gráfico 7-37**).

Gráfico 7-35
Precio del mercado libre y a nivel generación



Fuente: y elaboración: GRT - Osinergmin.

Gráfico 7-36
Cargo por energía activa para Lima norte, opción tarifaria BT5B



Nota. El cargo por energía activa no incluye el FOSE. Las tarifas corresponden a enero de cada año.

Fuente y elaboración: GRT - Osinergmin.

Cuadro 7-6
Cargos adicionales vigentes

Descripción del cargo adicional	Normativa	Vigencia
Cargo por Compensación de Generación Adicional (CUGA), que implica el pago por instalación de unidades de emergencia, autorizadas por el MEM.	Decreto de Urgencia N° 037-2008	Temporal. Hasta que venzan los contratos de emergencia suscritos.
Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional (CVOA-CMg), que implica los sobrecostos de las unidades que operan con costo variable mayor al costo marginal idealizado.	Artículo 1° del Decreto de Urgencia N° 049-2008	Temporal. El Decreto vence el 31-12-2016.
Cargo por Compensación de Retiros Sin Contratos (CVOA-RSC), que implica los sobrecostos de las unidades que cubren los Retiros Sin Contrato.	Artículo 2° del Decreto de Urgencia N° 049-2008	Temporal. El Decreto vence el 31-12-2016.
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS), que implica la compensación a las centrales duales que operan con gas natural o diésel y las centrales de Reserva Fría.	Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041	Permanente
Cargo por Prima RER, que implica la compensación a las centrales de generación RER.	Artículo 7° del Decreto Legislativo N° 1002	Permanente
Cargo por Compensación del FISE, que implica la compensación a los generadores por el recargo FISE en el transporte de gas natural.	Artículo 4° de la Ley N° 29852	Permanente
Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), destinado a completar los ingresos garantizados del GSP.	Artículo 2° de la Ley N° 29970	Permanente
Cargo por Confiabilidad de la Cadena de Suministro (CCCSE), destinado a compensar a aquellas empresas estatales que incurran en gastos por situaciones de emergencia que declare el MEM.	Artículo 2° de la Ley N° 29970	Permanente
Cargo por Capacidad de Generación Adicional (CCGA), que implica la compensación a las centrales de generación contratadas por Proinversión (Nodo Energético y Central de Quillabamba).	Artículo 2° de la Ley N° 29970	Permanente
Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica (CDGE), que implica compensar los costos de gas natural para generación eléctrica en el norte y sur del país.	Artículo 2° de la Ley N° 29970	Permanente

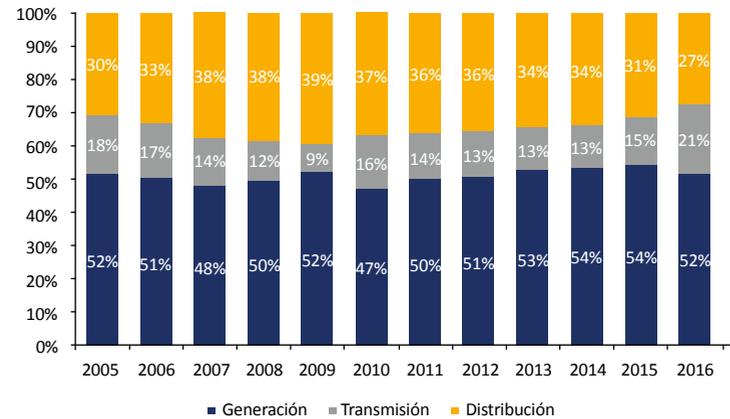
Fuente y elaboración: GRT - Osinergmin.



Foto: www.shutterstock.com

El incremento del componente de transmisión se debe a la incorporación sucesiva de diferentes tipos de cargos adicionales al peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión. Estos han sido creados vía normas legales dadas por el Congreso de la República y el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

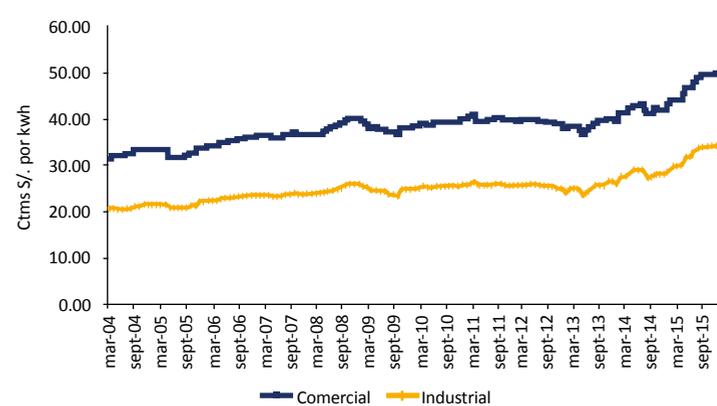
Gráfico 7-37
Composición del cargo por energía activa sin FOSE para Lima Norte, BT5B



Nota. El cargo por energía activa no incluye el FOSE. Las tarifas corresponden a enero de cada año.

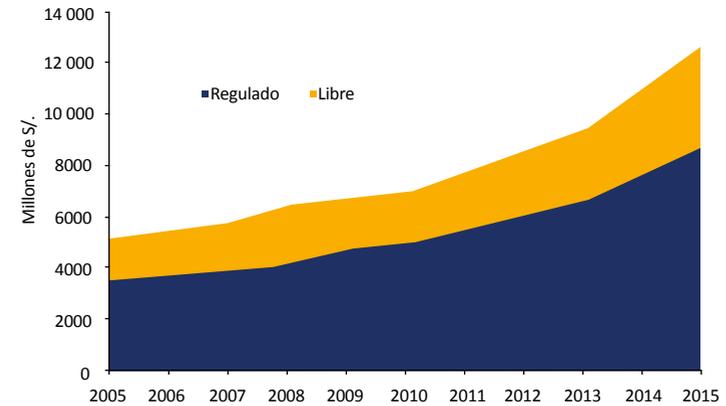
Fuente y elaboración: GRT - Osinergrmin.

Gráfico 7-38
Precio medio de los clientes comerciales e industriales



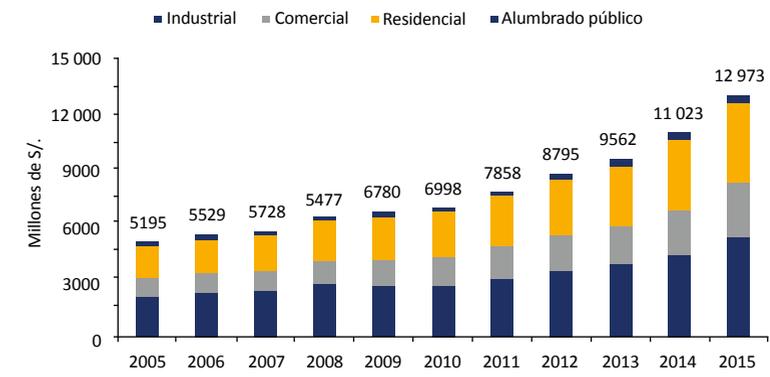
Fuente y elaboración: GRT - Osinergrmin.

Gráfico 7-39
Evolución de la facturación según el tipo de mercado, 2005-2015



Fuente: GRT-Osinergrmin. Elaboración: GPAE - Osinergrmin.

Gráfico 7-40
Evolución de la facturación según uso de energía



Fuente: GRT-Osinergrmin. Elaboración: GPAE - Osinergrmin.

Con respecto a los precios medios de la electricidad que pagan los clientes comerciales e industriales, al igual que el cargo por energía pagado por los usuarios residenciales, los mismos se han incrementado 58% y 66%, respectivamente, desde 2004, puesto que pasaron de 31.5 y 20.65 ctms S/. por kWh en marzo de 2004 a 49.9 y 34.3 en diciembre de 2015 (ver gráfico 7-38). Las causas que explicarían el incremento de las tarifas a estos tipos de clientes serían las mismas que aquellas que han afectado las tarifas de los clientes regulados.

7.6. FACTURACIÓN

Los montos facturados del sector eléctrico han aumentado tanto de parte de los usuarios libres como de los regulados. La mayor facturación proviene del mercado regulado, que pasó de 66% en 2005 a cerca de 70% en los últimos

cinco años. En cambio, la facturación del mercado libre se redujo de 34% en 2005 a aproximadamente 30% entre 2011 y 2015. La facturación en este último año en el sector eléctrico alcanzó S/. 12 972 millones (ver gráfico 7-39), 17.7% más que el nivel facturado en 2014, lo que se explica debido al aumento de los precios medios de electricidad (10.3%) y al mayor nivel de ventas de energía (6.7%). Por otra parte, a 2015, la facturación a usuarios libres representó 31.8% del total facturado, y la de usuarios regulados, el 68.2% restante.

Por uso de la energía, la actividad que tuvo la mayor facturación fue la industrial (que incluye la actividad minera) con aproximadamente 42% en el periodo 2005-2015. El consumo residencial repre-

sentó 34%, mientras que el comercial y el alumbrado público 21% y 4%, respectivamente. La participación de cada actividad en la facturación total no ha sufrido grandes cambios en los últimos años (ver gráfico 7-40).

Para 2015, las empresas generadoras y distribuidoras registraron 27.3% y 72.7% del total facturado, respectivamente, mientras que este porcentaje fue 21.9% y 78.1% en 2005, respectivamente (ver gráfico 7-41).

7.7. ACCESO Y USOS

De acuerdo con Vásquez *et al.* (2012), la promoción de políticas orientadas a incrementar el acceso al servicio eléctrico tiene como objetivo la reducción de los indicadores de desigualdad e incentivar el desarrollo de capacidades de las personas beneficiadas. En este contexto, en



2006 se promulgó la Ley N° 28749²¹, cuyo objetivo fue establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales que permitan mejorar las condiciones de vida de la población.

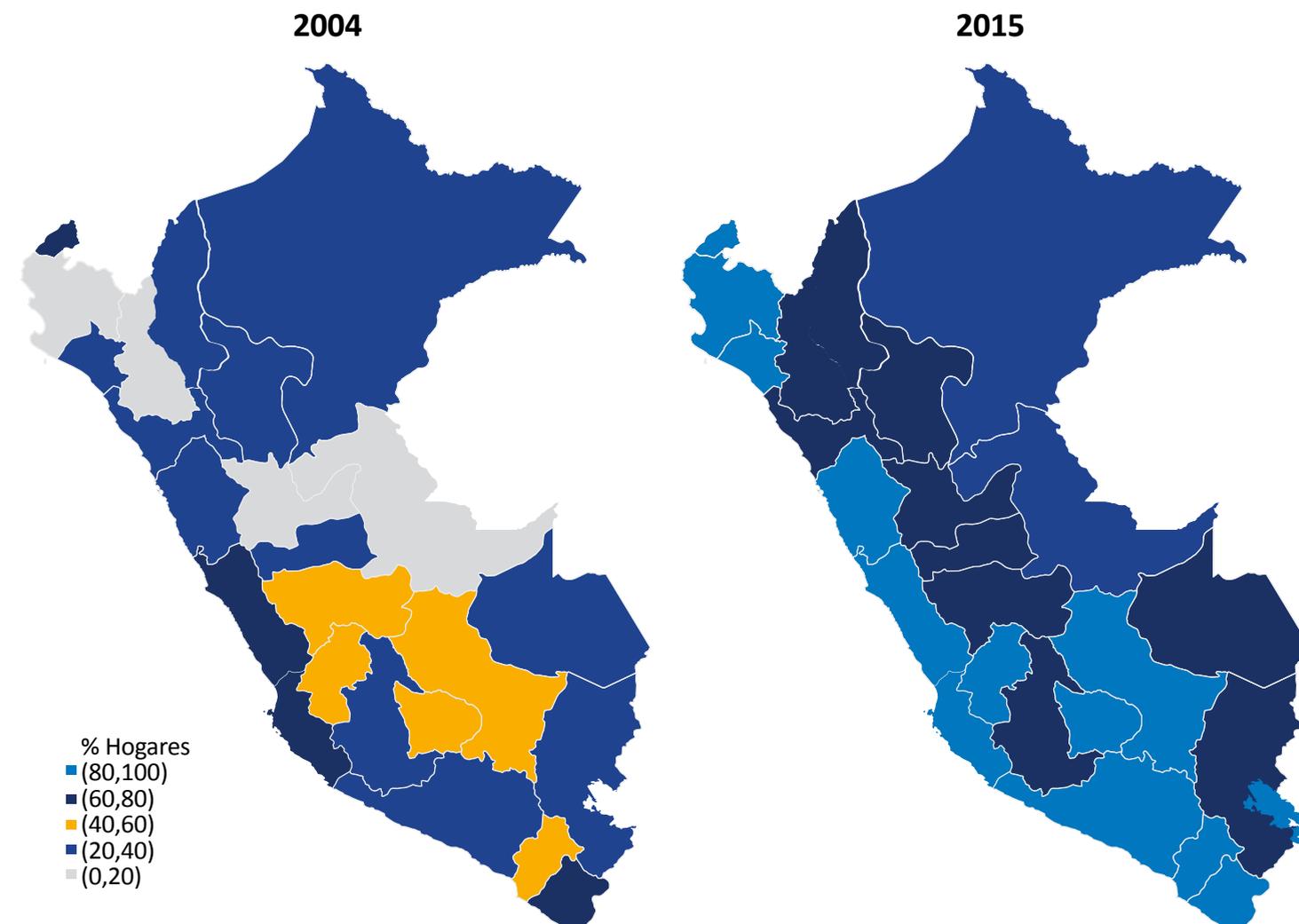
Para fomentar el acceso a la electricidad, el Estado, mediante el MEM, ha ejecutado programas de electrificación buscando, en primer término, la extensión de redes del SEIN y de los sistemas aislados hacia las áreas rurales. Asimismo, se han implementado alternativas tecnológicas y el uso de nuevas fuentes de energía cuando los costos de extender las redes eléctricas excedían los beneficios sociales. En este sentido, se ha considerado el uso de la energía solar para solucionar los problemas de electrificación, habiéndose implementado sistemas fotovoltaicos en áreas rurales de la sierra y selva del país.

Durante el periodo 2004-2015, la cobertura nacional de servicio eléctrico pasó de un 76% a 94%. Asimismo, en el ámbito rural, la penetración de este servicio avanzó de un 32% a 78%, resaltando la penetración del servicio eléctrico rural registrado en la región de Piura al pasar de 14% a 83% en el mismo periodo de análisis (ver **mapa 7-5**)²².

Por otra parte, de acuerdo con lo señalado en el **capítulo 1**, la demanda eléctrica residencial es una demanda derivada de alguna necesidad por servicios primarios dentro del hogar. En tal sentido, la iluminación fue el servicio primario de mayor uso, registrando un porcentaje constante cercano al 97% de hogares con acceso al servicio eléctrico (2009-2015). Por otra parte, se registró un incremento significativo del consumo eléctrico destinado a la refrigeración de los alimentos dentro del hogar. En tal sentido, este indicador pasó de 39% a 66% entre los años 2009 y 2016, respectivamente (ver **gráfico 7-42**).

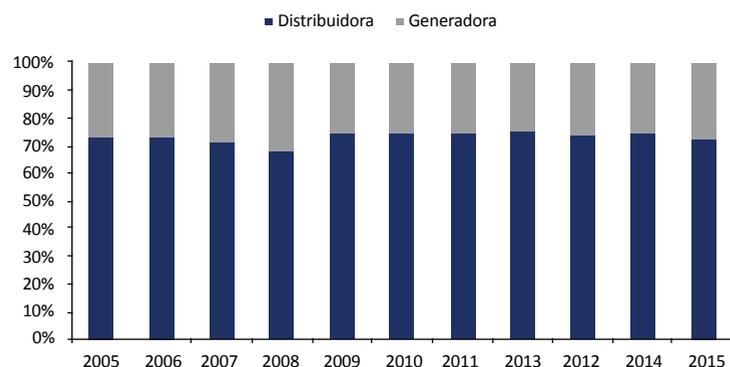
Otro indicador de uso del sector residencial está vinculado a la tenencia de bombillas o focos ahorradores (luminaria fluorescente o LED²³) debido a que representan un uso más eficiente con respecto a las luminarias convencionales o de tecnología incandescente. A nivel nacional, la inserción del uso de los focos ahorradores en los hogares ha registrado un crecimiento sostenido, pasando de 82% a 95% entre los años 2009 y 2016 (ver **gráfico 7-43**). Es importante resaltar

Mapa 7-5
Acceso rural al servicio eléctrico según región



Fuente: ENAHO. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-41
Evolución de la facturación según empresa



Fuente: GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

que la región sur registró el mayor porcentaje de sustitución del tipo de iluminación dentro del hogar, alcanzando un crecimiento relativo del 24%, lo cual generó que un 89% de los hogares en esta región utilice focos ahorradores para satisfacer sus necesidades de iluminación.

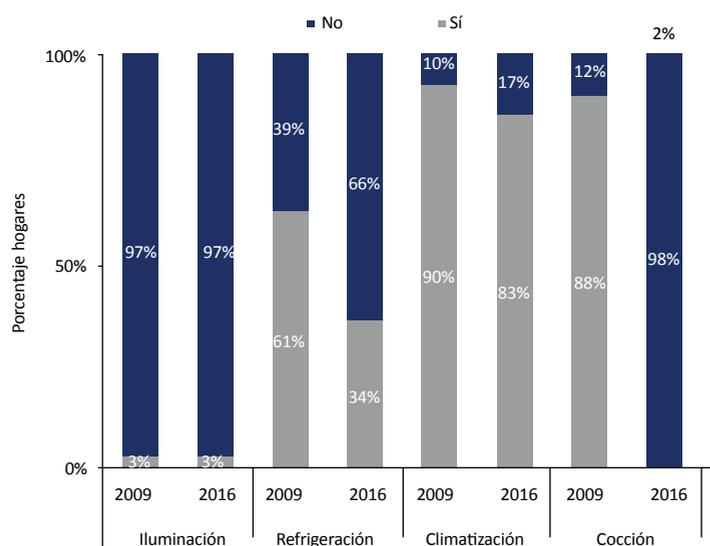
Finalmente, en el **cuadro 7-7** se presenta un resumen de las estadísticas mostradas a lo largo del presente capítulo, enfocándose en datos de la oferta y la demanda de electricidad, así como en aquellos de infraestructura e inversiones realizadas desde 1995.

Luego de haber mostrado el desempeño del mercado eléctrico en los últimos años, desde el consumo hasta la evolución del acceso al servicio de electricidad por parte de la población, en el siguiente capítulo se presentará la cuantificación de impactos del sector eléctrico a nivel macroeconómico, y el resultado de las intervenciones de Osinergmin dentro de sus funciones de supervisión y regulación.

Foto: www.shutterstock.com

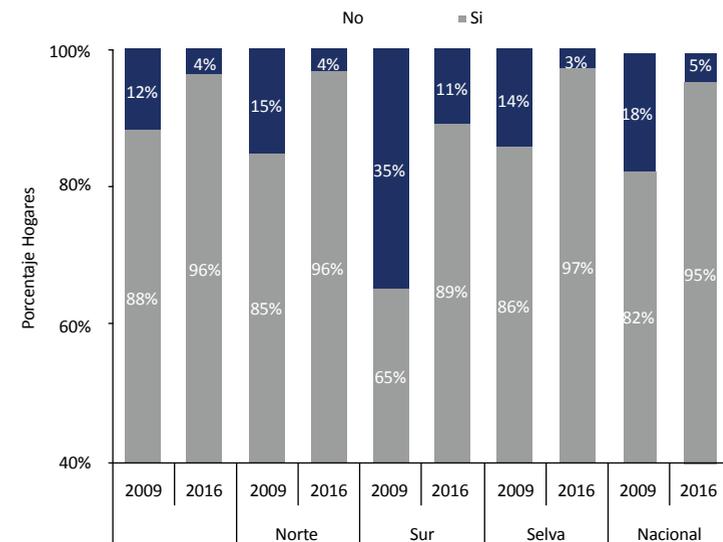


Gráfico 7-42
Tipos de uso de la energía eléctrica



Fuente: ERCUE. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Gráfico 7-43
Tenencia de focos ahorradores



Fuente: ERCUE. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Cuadro 7-7
Resumen de indicadores del sector eléctrico (1995- 2015)

Año	1995	2000	2005	2010	2015
Potencia Instalada de Electricidad (MW)	4461.7	6065.5	6200.6	8612.6	12 188.6
Hidráulica	2479.4	2856.8	3207.1	3437.6	4151.8
Térmica	1982.3	3208.0	2992.8	5174.3	7701.0
Eólica		0.7	0.7	0.7	239.8
Solar					96.0
Producción de electricidad (Miles de GWh)	16.88	19.92	25.51	35.91	48.27
Auto productores	3.77	1.59	1.7	2.36	2.56
Mercado Eléctrico	13.11	18.33	23.81	33.55	45.71
Hidráulico	11.54	15.75	17.57	19.57	23.13
Térmico	1.57	2.58	6.24	13.98	21.76
Eólico					0.23
Solar					0.59
Margen de Reserva (%)	39	72	40	47	58
Potencia efectiva (Miles de MW)	2.9	4.5	4.6	6.7	9.9
Máxima demanda (Miles de MW)	2.1	2.6	3.3	4.6	6.3
Inversiones (Millones de US\$)	295	659	393	1368	2593
Privada	66	440	231	979	2364
Estatal	155	166	117	166	122
Electrificación rural	74	53	45	223	107
Demanda de electricidad (Miles de GWh)	13.62	17.14	22.4	31.8	42.33
Auto productores	3.77	1.59	1.7	2.36	2.56
Mercado Eléctrico	9.85	15.55	20.7	29.44	39.77
Residencial	3.15	3.94	5.02	7.09	9.18
Industrial y minería	3.96	8.38	11.59	16.43	22.44
Comercial	2.26	2.69	3.46	5.21	7.20
Alumbrado	0.48	0.54	0.63	0.71	0.95
Número de clientes	2 491 835	3 352 209	3 977 100	5 170 941	6 682 028
Libres	206	229	244	258	346
Regulados	2 491 629	3 351 980	3 976 856	5 170 683	6 681 682
Longitud de Líneas de Transmisión (Km)	9132	13 656	15 272	17 065	22 098

Fuentes: GRT-Osinergmin, COES y MEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

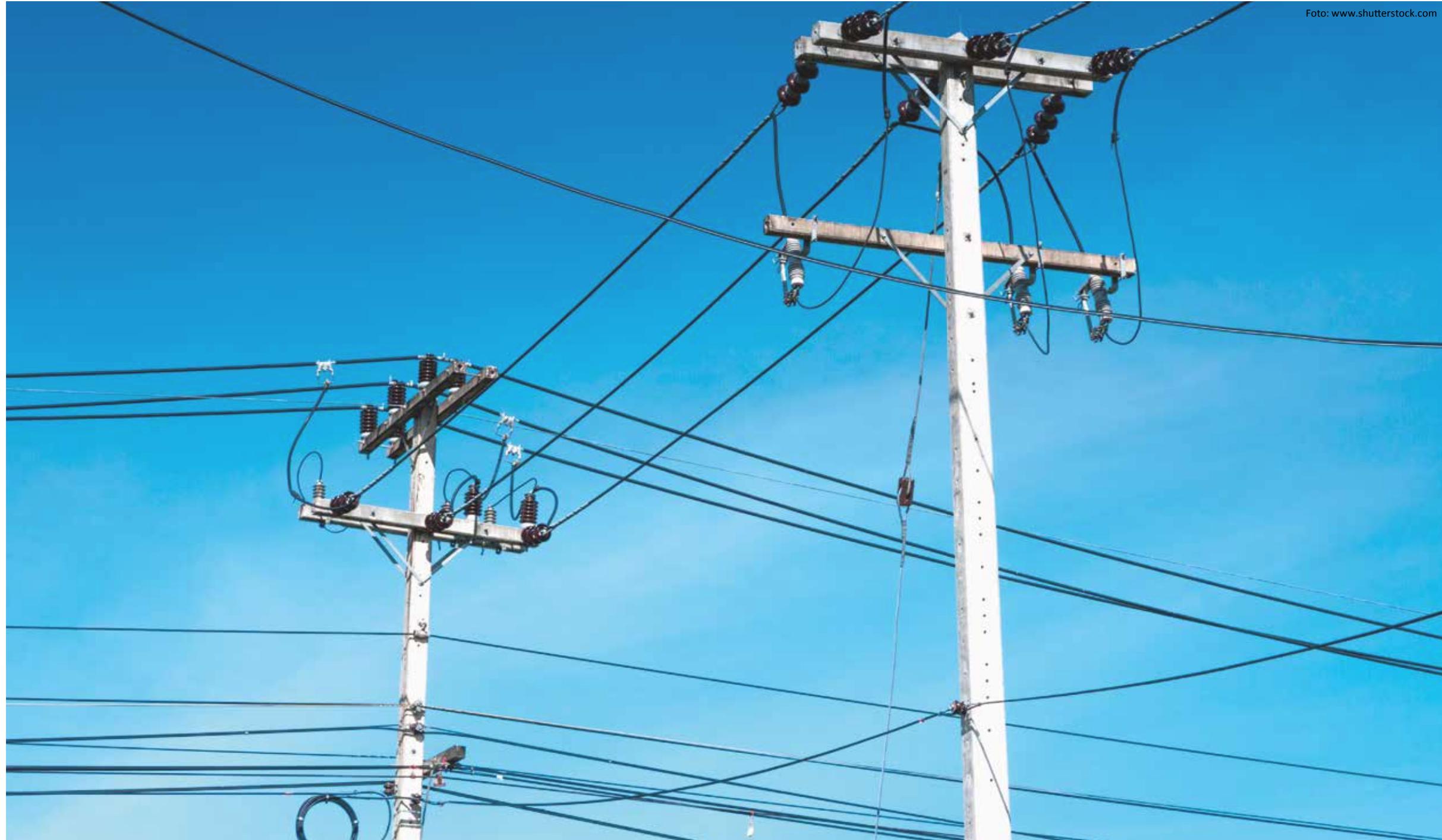


Foto: www.shutterstock.com



EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

El sector eléctrico del país ha tenido un comportamiento bastante dinámico en los últimos años, con tasas de crecimiento superiores a las de la economía peruana. La mayor demanda eléctrica, producto de más inversión y consumo residencial, continuará impulsando el crecimiento de este sector. En los últimos años, la construcción de importantes infraestructuras ha permitido que la demanda eléctrica se encuentre abastecida hasta 2020. Asimismo, la diversificación energética nos ha hecho menos vulnerables a eventos climatológicos adversos, como el Fenómeno de El Niño. Es importante señalar que la disminución de la pobreza energética y el mayor acceso de la población a los servicios que dependen directamente de la energía, se han vuelto un tema prioritario, lo que ha permitido avanzar de manera significativa.

*Eco. Carlo Magno Vilches Cevallos,
Especialista en Gerencia de Políticas
y Análisis Económico de Osinergmin*





08

HUELLAS DEL SECTOR ELECTRICIDAD

IMPACTOS ECONÓMICOS Y SOCIO AMBIENTALES



Foto: www.shutterstock.com

“ **HUELLAS DEL SECTOR DE ELECTRICIDAD**

Impactos económicos y socioambientales

El sector eléctrico ocupa un lugar muy importante en el funcionamiento de la economía. El suministro continuo de electricidad constituye un servicio público que impulsa la actividad económica, respalda la operación de los mercados y genera bienestar a los consumidores residenciales. En los últimos 25 años, mostró un dinamismo acelerado frente a otros sectores como construcción, manufactura y extracción de petróleo y minerales. En supervisión y fiscalización, la principal función de Osinergmin contribuyó a mejorar la seguridad y calidad, observándose resultados favorables en la confiabilidad del suministro.

”

HUELLAS DEL SECTOR ELECTRICIDAD

Impactos económicos y socio ambientales

En este capítulo se presenta una estimación de la relevancia e impactos económicos generados por el sector eléctrico en nuestro país, así como una estimación monetaria de la labor de Osinergmin. Se analiza la importancia del sector en la economía peruana y de la industria en algunas variables macroeconómicas. Luego se realiza un ejercicio de simulación que estima el valor de la confiabilidad en el suministro eléctrico. Finalmente, se estudia el impacto económico de los recursos energéticos renovables (RER) y los asociados a la mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).



Foto: www.shutterstock.com

Las actividades que realiza Osinergmin en el mercado eléctrico han tenido un impacto importante en el bienestar de los peruanos. En el presente libro se ha calculado la magnitud de los beneficios asociados a la regulación tarifaria y supervisión de la calidad del suministro y la seguridad de las actividades eléctricas. En primer lugar, la regulación tarifaria asociada al reconocimiento de la regulación de las pérdidas de distribución sobre los consumidores eléctricos establece un límite sobre la retribución a las mismas. De igual manera, las actividades de supervisión del alumbrado público y el contraste de medidores deficientes generan beneficios sobre los consumidores; y la regulación de riesgos eléctricos graves.

8.1. IMPACTOS MACROECONÓMICOS

La importancia del sector electricidad en la economía peruana se puede notar mediante el análisis de cuatro variables económicas: el PBI, las inversiones, el empleo y el sector externo. Asimismo, al ser un sector clave para el desarrollo de las actividades productivas, existen mecanismos de transmisión de la generación eléctrica al crecimiento del PBI. Estas interrelaciones se observan de manera clara en los modelos de equilibrio general computable (MEGC), que permiten capturar, por ejemplo, los beneficios que reporta la mayor confiabilidad del sector eléctrico sobre el resto de sectores de la economía.

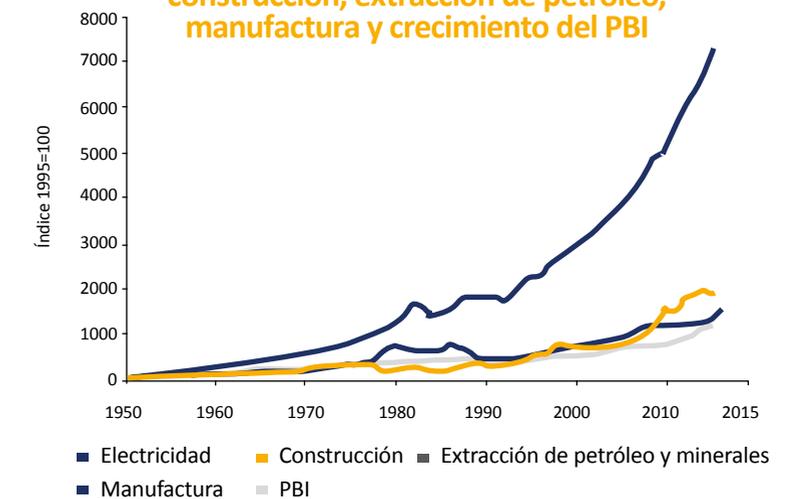
Producto Bruto Interno

En los últimos 65 años, el sector eléctrico presentó mayores tasas de crecimiento frente al resto de los sectores económicos del país, como construcción, manufactura e hidrocarburos y minería. De esta manera, se puede apreciar que mientras que el Valor Agregado Bruto (VAB) del sector eléctrico se incrementó en más de 70 veces desde 1950, en hidrocarburos y minería apenas lo hizo en 10 veces (ver **gráfico 8-1**).

De acuerdo con datos del Ministerio de Energía y Minas (MEM), en los últimos 15 años, la producción de energía eléctrica registró un crecimiento promedio anual

de 6.1%, por encima de la tasa de crecimiento del PBI de 5.3% (ver **gráfico 8-2**). El dinamismo ha sido impulsado por los altos niveles de inversión, la disponibilidad de recursos energéticos (gas natural, Camisea inició sus operaciones en 2004) y el desarrollo de energías renovables (las subastas de energías renovables se iniciaron en 2009). Debe recordarse que, en 2009, producto de la crisis financiera internacional que impactó la actividad económica del Perú y los factores climatológicos desfavorables (disminución de agua en Junín, Arequipa y Tacna), la producción de energía eléctrica siguió la misma tendencia. La promoción de uso de estas energías alternativas ha permitido diversificar la matriz energética y mejorar la confiabilidad en el suministro en el país.

Gráfico 8-1
Índice del VAB de electricidad, construcción, extracción de petróleo, manufactura y crecimiento del PBI

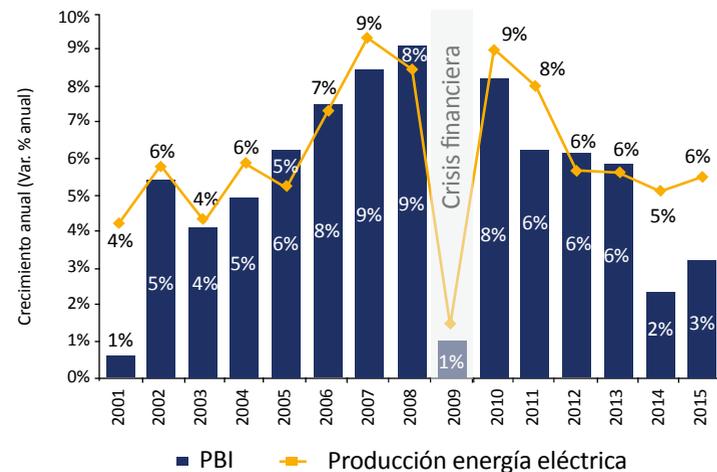


Nota. La participación del sector de electricidad se ha estimado teniendo en cuenta la estructura base 2007 de las cuentas nacionales del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). La actividad de la electricidad representa el 80% del VAB de electricidad, gas y agua.

Fuente: INEI. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El VAB está conformado por la suma de valores agregados (diferencia entre el valor bruto de producción y el consumo intermedio) de los distintos sectores productivos. Esto, sin considerar los impuestos a los productos y derechos de importación. El VAB más los impuestos, menos los subsidios, constituye el Producto Bruto Interno (PBI).

Gráfico 8-2
Producción de energía eléctrica y crecimiento del PBI



Fuentes: MEM e INEI. Elaboración: GPAE-Osinermin.

El desempeño del sector eléctrico peruano es reconocido por organismos internacionales. El Foro Económico Mundial (WEF, por sus siglas en inglés) publicó el Índice de Rendimiento 2016 de la Arquitectura Energética Global¹, el cual ubica al Perú en el puesto 20 de 126 países, por encima de Brasil (25), Chile (38) y México (49), pero debajo de Colombia (8) y Uruguay (10). Se debe destacar que el Perú logró un rebalanceo de los tres pilares fundamentales considerados en el referido índice: i) crecimiento y desarrollo económico, ii) sostenibilidad ambiental y iii) seguridad y acceso de la energía (ver **cuadro 8-1**).

La participación del VAB de electricidad con respecto al PBI, aumentó considerablemente de 0.2% en 1950 a 1.5% en 2015 (ver **gráfico 8-3**). Si bien la participación del VAB de electricidad es reducida a comparación del PBI, el suministro continuo de energía eléctrica y la disponibilidad son indispensables para sostener la actividad económica en nuestro país.

Inversiones

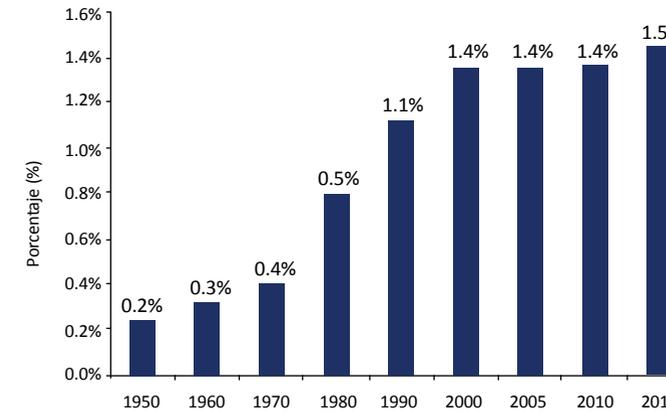
La inversión eléctrica (generación, transmisión y distribución) ha sido promovida por el Estado mediante la publicación de un marco normativo adecuado y transparente, el detalle se encuentra desarrollado en el **capítulo 4**. Según el MEM, para 2015, la inversión privada representó el 91% del total de la inversión ejecutada en el sector eléctrico, mientras que la pública solo el 9%. La participación de la inversión privada en electricidad con respecto a la inversión privada total ha pasado de 1.0% en 2003 a 6.4% en 2015 (ver **gráfico 8-4**). Este crecimiento genera un mejor clima de negocios y dinamismo en el sector, además de un círculo virtuoso de inversión-empleo-consumo en la economía.

Cuadro 8-1
Comparación del índice de rendimiento de la arquitectura energética global

	Ranking General (del total de países)	General (Puntaje)	Crecimiento y Desarrollo Económico (Puntaje)	Sostenibilidad ambiental (Puntaje)	Seguridad y acceso de la energía (Puntaje)
2014	18 (124 países)	0.65	0.78	0.46	0.70
2015	31 (125 países)	0.68	0.79	0.55	0.71
2016	20 (126 países)	0.70	0.75	0.65	0.70

Fuente: World Economic Forum (2014, 2015, 2016). Global Energy Architecture Performance Index. Ginebra, WEF. Elaboración: GPAE-Osinermin.

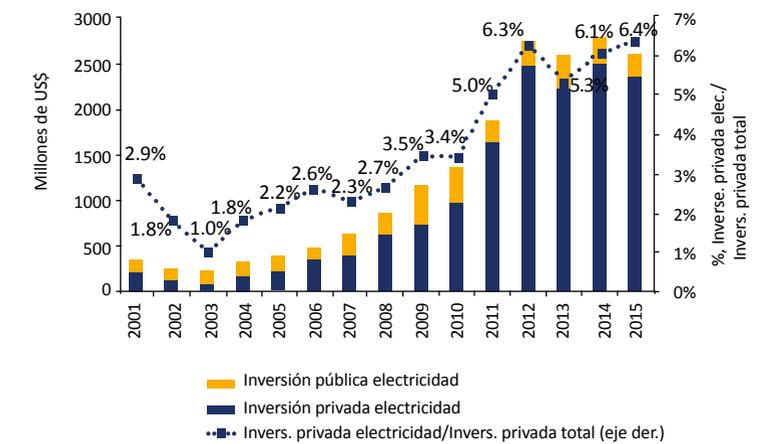
Gráfico 8-3
Participación del VAB de Electricidad en el PBI



Nota. La participación del sector de electricidad se ha estimado teniendo en cuenta la estructura base 2007 de las cuentas nacionales del INEI. La actividad de la electricidad representa el 80% del VAB de electricidad, gas y agua.

Fuente: INEI. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Gráfico 8-4
Inversiones en electricidad



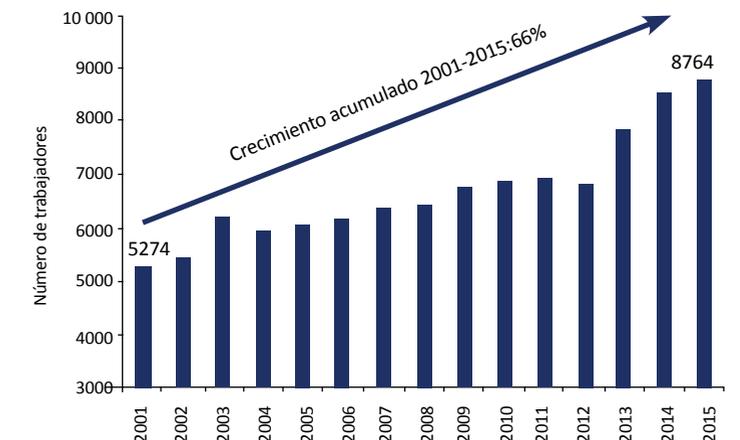
Nota. La inversión pública en electricidad son las inversiones realizadas por las empresas estatales y las ejecutadas por la Dirección General de Electrificación Rural del MEM.

Fuentes: MEM y BCRP. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Empleo

Según estadísticas del MEM, el empleo directo del sector eléctrico acumuló un crecimiento de 66% entre 2001 y 2015 (ver **gráfico 8-5**). Si bien el nivel de empleo en electricidad es inferior al 1% con respecto a la población económica activamente ocupada, el sector demanda personal altamente calificado y especializado del exterior e interior del país. Los profesionales extranjeros transfieren conocimientos y capacitan al personal de nuestro país; como por ejemplo, en la instalación y operatividad de un turbogenerador (maquinaria y equipo importado), y las actividades de montaje electromagnético, supervisión, operación y mantenimiento estándar, a fin de cumplir con las normas de seguridad y calidad.

Gráfico 8-5
Evolución de número de trabajadores en los rubros de generación, transmisión y distribución



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Sector externo

Como se explicó en el **capítulo 7**, Perú cuenta con un enlace² que se interconecta al sistema eléctrico del Ecuador cuando se requiere exportar o importar electricidad. Según estadísticas del Comité de Operación Económica (COES), entre enero de 2009 y agosto de 2016, Perú exportó energía al Ecuador en términos acumulados de 282 gigavatio-hora (GWh) e importó 32 GWh (ver **gráfico 8-6**). En valores monetarios, el total de las exportaciones e importaciones suma un monto de S/. 37 millones y S/. 2.8 millones, respectivamente. En términos de potencia máxima, Perú exportó a Ecuador, en promedio, 68.9 megavatios (MV) e importó 40.2 MV (ver **gráfico 8-7**). En el **acápito A.8-1 del anexo digital** se muestra información con respecto a las exportaciones e importaciones de energía, en cantidades y valores. En el **capítulo 9** se desarrollan las oportunidades de integración con los países vecinos de la región, lo que permitiría la mayor

disponibilidad de energía en situaciones de emergencia.

Mecanismos de transmisión de la generación eléctrica al crecimiento del PBI del Perú

El MEM brinda lineamientos de políticas para lograr un abastecimiento energético competitivo, seguridad y acceso universal al suministro energético. Gracias a la promoción de las inversiones por el MEM y un marco normativo transparente, el sector permitió generar más energía eléctrica. La mayor producción eléctrica se refleja en menores precios de energía en el mercado libre y en una reducción del costo marginal de electricidad para fijar las tarifas en barra, de manera que favorece la competitividad y beneficia a los sectores productivos de la economía (industria, construcción y producción de metales). Por ejemplo, para abril de 2016, según la Gerencia de Regulación de Tarifas

de Osinergmin (GRT), la minería fue la actividad económica que mostró mayor consumo de energía del mercado libre, con una participación del 62.8% del total, seguida de las actividades de fundición (8.6%), químicos (4.4%) y cementos (4.2%). Esta dinámica también se refleja en mayores inversiones y exportaciones (tradicionales y no tradicionales) que impactan en el crecimiento del PBI. Los mecanismos descritos se pueden observar en la **ilustración 8-1**.

El valor de la confiabilidad del suministro eléctrico: efectos del sector eléctrico en el equilibrio general de la economía peruana

Como se mencionó en el **capítulo 1**, debido a que la electricidad no se puede almacenar, resulta necesario contar con la capacidad de generación para cumplir con

los requerimientos de la demanda eléctrica en tiempo real, sobre todo en los momentos de máxima demanda (horas punta). Por esta razón, es importante mantener un determinado nivel de margen de reserva que brinde confiabilidad al sistema eléctrico, y permita garantizar la continuidad del suministro cuando ocurran contingencias como: i) mantenimientos programados de centrales de gran capacidad, ii) restricciones en el suministro de insumos de centrales térmicas, iii) condiciones hidrológicas desfavorables, iv) mantenimientos no programados de las centrales y v) otras perturbaciones que afecten la capacidad de generación de las centrales. En algunos casos, estas restricciones son frecuentes debido a que cada año las centrales son sometidas a un periodo de mantenimiento, durante el cual permanecen fuera de operación. En caso de no contar con suficiente capacidad de reserva para atender la demanda de electricidad,

se podrían producir cortes y racionamiento eléctrico en estos periodos.

Una alternativa para minimizar los riesgos sobre la confiabilidad del sistema es mantener un margen de reserva elevado que permita atender la demanda en todo momento. Otra opción es la diversificación de la matriz energética mediante la instalación de centrales que produzcan energía eléctrica con diferentes tecnologías (hidráulica, térmicas a gas natural o diésel, eólicas, solares). Asimismo, una alternativa adicional consiste en instalar centrales a gas natural que también puedan operar con un combustible alternativo³, en caso exista una restricción al suministro de gas natural por problemas intrínsecos en él. Finalmente, otra alternativa consiste en promover medidas de eficiencia energética que contribuyan a un mejor empleo de la energía eléctrica.

Debido a que la energía eléctrica se utiliza como insumo en diversos procesos productivos, las restricciones en el suministro tendrían un impacto negativo sobre la actividad económica del país. Por ello, los beneficios de la mayor confiabilidad del sistema eléctrico se pueden aproximar como la diferencia entre el PBI que se obtiene en una situación sin restricciones en la generación versus (escenario real) el PBI que se obtendría en una situación de restricciones en la generación (escenario contrafactual).

Con el objetivo de cuantificar los efectos de la confiabilidad en el sector eléctrico sobre la economía peruana, se realiza una evaluación de impactos macroeconómicos utilizando un Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC), ver el **recuadro 8-1** para una descripción general del MEGC.

Gráfico 8-6
Balance comercial de energía eléctrica entre Perú y Ecuador

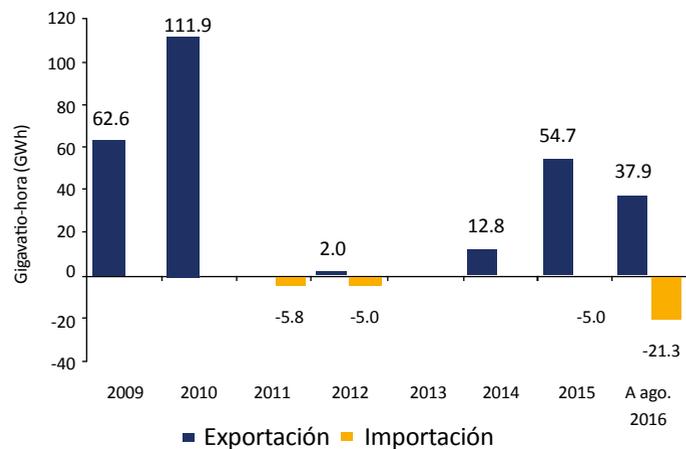
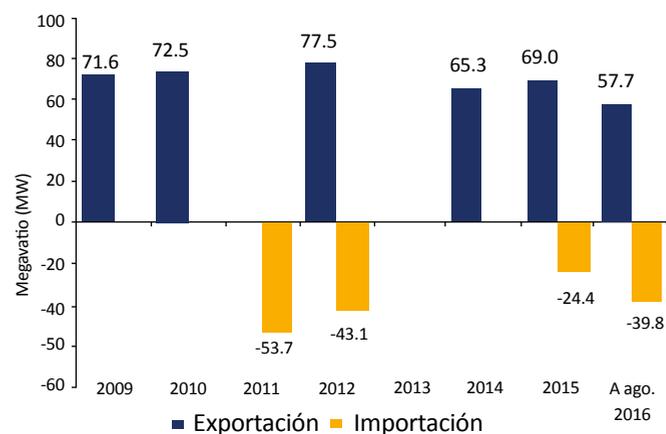


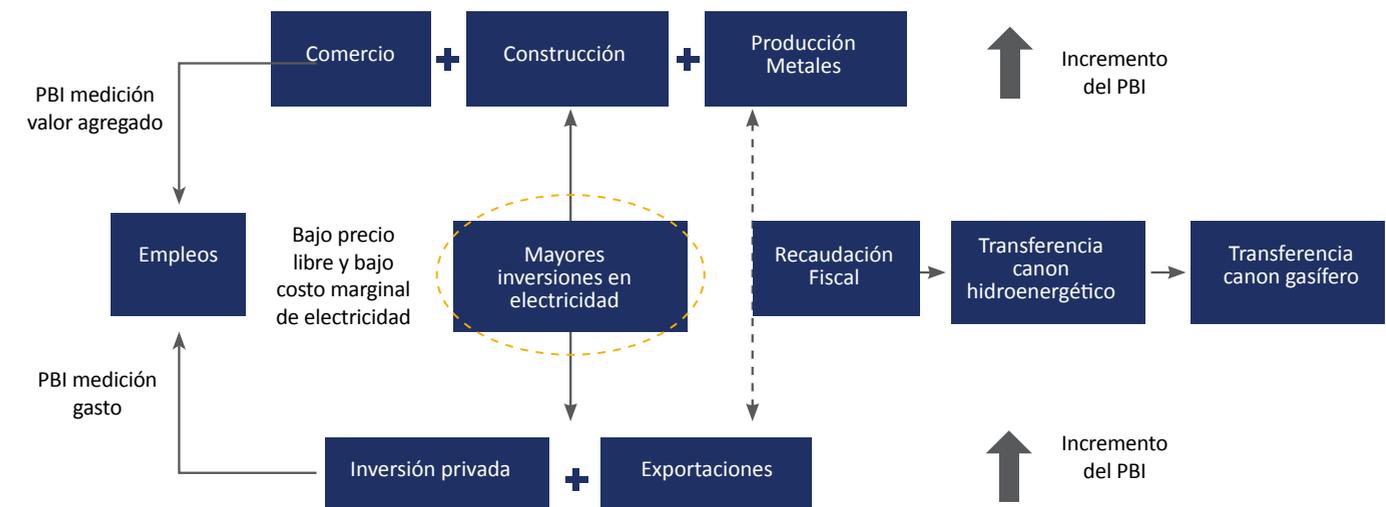
Gráfico 8-7
Balance comercial de potencia máxima transferida entre Perú y Ecuador



Fuente: COES. Elaboración: GPAE Osinergmin.

Fuente: COES. Elaboración: GPAE Osinergmin.

Ilustración 8-1
Mecanismos de transmisión de la inversión eléctrica al crecimiento del PBI de Perú



Fuente y elaboración: GPAE- Osinergmin.

Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC)

El MEGC es una representación numérica de las condiciones de equilibrio agregado en cada uno de los sectores de la economía, en la cual intervienen productores y consumidores con comportamientos establecidos mediante funciones de producción y consumo que dependen de los precios relativos.

Entre sus características está la base de teoría microeconómica sólida, que permite cuantificar los efectos directos e indirectos de una política en las diferentes variables sectoriales y agregadas relevantes; que asegura que exista consistencia interna de los resultados; y que es altamente flexible, puesto que puede considerar diferentes formas de funcionamiento de una economía.

Adicionalmente, los MEGC permiten separar los efectos de diferentes tipos de impactos sobre los hogares y sectores económicos, así como los efectos distributivos sobre los ingresos de los hogares y la remuneración del capital en cada una de las actividades de la economía.

Para el caso de la economía peruana se cuenta con un MEGC que toma como referencia datos de las cuentas nacionales a 2010 y que tiene como característica principal una detallada representación del sector energético peruano. En Chisari *et al.* (2015) presentan mayores detalles del MEGC aplicado a la economía peruana, así como una aplicación práctica en la estimación de un *shock* adverso sobre la economía.

De forma general, el impacto de la confiabilidad en el suministro eléctrico se obtiene al comparar el efecto de una contingencia, como la salida no programada de una central de generación en dos escenarios. En el primero (escenario real), se asume que ante la salida de una central de generación, el margen de reserva actual es suficiente para evitar un racionamiento en el servicio de electricidad. En el segundo (escenario contrafactual), se asume que no existe un margen de reserva suficiente, por lo que la producción de electricidad disminuye 10%. Este escenario se considera razonable puesto que, por ejemplo, cada año la Central Hidroeléctrica del Mantaro, la de mayor capacidad en el país y responsable en 2015 del 16% de la electricidad generada en

el SEIN, es sometida a mantenimiento por aproximadamente dos semanas.

En tal sentido, el impacto de la mayor confiabilidad del sistema eléctrico se estima como el ahorro o el costo evitado debido al margen de reserva actual. Los resultados anuales de la simulación en desviaciones porcentuales con respecto al escenario real se presentan en el **cuadro 8-2**. En el mismo, se muestran los principales indicadores de la economía peruana: variación del PBI, variación del bienestar de los hogares y el gobierno (medida con la variación equivalente) y la variación en el PBI de los principales sectores de la economía.

Cuadro 8-2
Principales resultados de las simulaciones en el MEGC

Indicadores	Variaciones porcentuales
Indicadores Macroeconómicos	
PBI	-0.23
Balanza comercial	-0.22
Resultado fiscal	-0.09
Indicadores de bienestar	
Hogar en situación de pobreza	-0.19
Hogar en situación de riqueza	-0.21
Nivel de actividad sectorial	
Cobre	-0.34
Oro	-0.11
Resto minería metálica	-0.36
Biodiésel	-0.19
Bioetanol	-0.13
Ind. Intensiva	-0.18
Resto industria	-0.17
Construcción	-0.13
Comercio, restaurantes y hoteles	-0.15
Transporte	-0.10
Comunicación	-0.11
Resto servicios	-0.14

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

mientras que si se asumen diferentes horizontes temporales para la duración del evento adverso, la valoración del impacto se modificaría. De esta manera, si la salida de centrales de generación tuviera una duración de un día, el mayor grado de confiabilidad del sistema eléctrico generaría un ahorro equivalente a S/. 3.1 millones por día; mientras que si la duración fuera de una semana, entonces los beneficios serían de S/. 21.6 millones. En el **cuadro 8-3** se presentan escenarios hipotéticos que modelan la duración del efecto del *shock* negativo en una semana, un mes, un trimestre o un año.

8.2. IMPACTO ECONÓMICO EN EL SECTOR PÚBLICO

En el contexto fiscal, las empresas del sector electricidad contribuyen con el Tesoro Público mediante el pago de tributos. El Estado constituye el canon

hidroenergético, que representa el 50% del Impuesto a la Renta (IR) pagado por las empresas concesionarias que generan electricidad mediante recursos hídricos (Ley N° 27506, Ley de Canon). Asimismo, el Estado constituye el canon gasífero por el 50% del IR y las regalías, y un porcentaje de los contratos de servicios percibidos por la explotación de gas. Los recursos del canon son transferidos a los gobiernos regionales y municipalidades para el financiamiento de proyectos de inversión que benefician a sus pobladores.

Tributos pagados

En la última década, los tributos pagados por las empresas eléctricas mostraron un crecimiento sólido. Según estadísticas de la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (Sunat), los tributos pagados por las empresas del sector subieron 2.7 veces entre 2003 y 2015, pasando de S/. 1026 millones a S/. 2785 millones, respectivamente (ver **gráfico 8-8**). En términos de participación, los tributos

De no existir un margen de reserva suficiente, la disminución en la producción afectaría a los sectores del *downstream* de electricidad y la industria intensiva en energía. El mecanismo de propagación se realizaría desde los sectores transmisión y distribución de electricidad e impactaría como un efecto derrame sobre el resto de actividades. Al cabo de un año, este efecto generaría una contracción de 0.23% del PBI, debido a que la electricidad es un insumo fundamental en la producción industrial.

La contracción en el PBI iría acompañada de una caída de la balanza comercial en 0.22% producto de la reducción de las exportaciones, una disminución del resultado fiscal en 0.09% debido a la caída de la recaudación, y una baja en el bienestar de los hogares, medido por la Variación Equivalente (VE)⁴: 0.19% en los hogares pobres (quintiles 1 y 2 de ingreso) y 0.21% en los hogares ricos (quintiles 3, 4 y 5 de ingreso). A nivel sectorial, las actividades relacionadas con la minería, como producción de cobre y oro, serían las más afectadas en caso existieran problemas en la generación eléctrica. En este sentido, el mayor grado de confiabilidad del sistema ha permitido que estos efectos negativos no se materialicen en la economía y ha generado beneficios económicos al país.

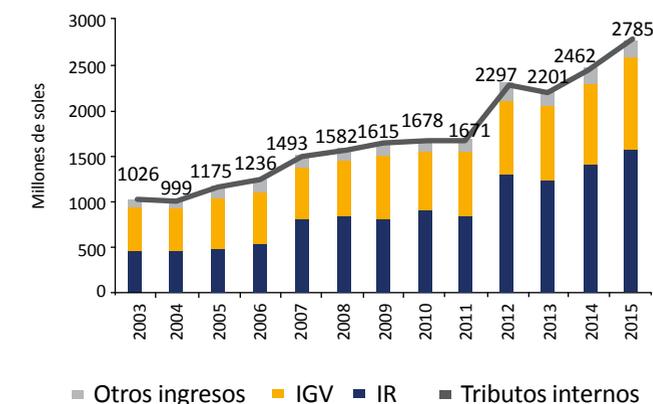
Se debe precisar que los impactos señalados suponen que el *shock* negativo sobre la generación ocurre durante un año completo,

Cuadro 8-3
Valuación social de la confiabilidad del suministro eléctrico

	Duración del efecto				
	1 día	7 días	1 mes	3 meses	1 año
Ahorro (Millones de soles)	3.1	21.6	92.5	277.5	1125.4

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 8-8
Evolución de tributos internos pagados por empresas de electricidad



Nota: Recaudación tributaria sin considerar devoluciones.

Fuente: Sunat. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

internos de energía eléctrica con respecto al tributo interno total se ha incrementado de 2.6% en 2011 a 3.6% en 2015.

Canon hidroenergético y gasífero

En concordancia con la Ley N° 27506, Ley del Canon, el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)⁵ define el canon hidroenergético como la “participación de la que gozan los gobiernos regionales y locales sobre los ingresos y rentas obtenidos por el Estado por la utilización del recurso hídrico en la generación de energía eléctrica”. El canon gasífero por la explotación de gas natural. Asimismo, en su Artículo 5° se establece que la asignación del canon entre los gobiernos regionales y locales se realizará según

los índices de distribución fijados por el MEF en base a criterios de población y pobreza vinculados a la carencia de necesidades básicas y déficit de infraestructura.

El canon hidroenergético y gasífero representa el 50% del IR (Ley N° 27506) pagado por las empresas concesionarias de generación eléctrica, y se distribuye de la siguiente manera: el 10% le corresponde a los gobiernos locales de las municipalidades distritales donde se localiza el recurso natural, el 25% a los gobiernos locales de la provincia o provincias, el 40% a los gobiernos locales del departamento o departamentos de las regiones y el 25% a los gobiernos regionales. Por otra parte, los gobiernos regionales transfieren el 20% de lo que se les asigne a las Universidades Nacionales de su

jurisdicción (ver **ilustración 8-2**).

De acuerdo con el Portal de Transparencia Económica del MEF, los montos autorizados a los gobiernos regionales y municipalidades por canon hidroenergético y gasífero, desde 2004 a 2015, han aumentado consecutivamente, producto de la expansión del sector energético (ver **gráfico 8-9**)

8.3. IMPACTO ECONÓMICO DE LOS RER SOBRE EL AMBIENTE

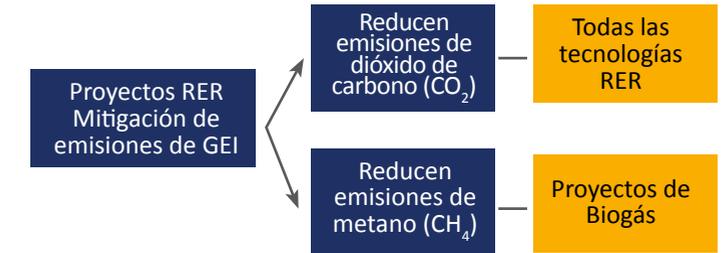
Como se mencionó en el **capítulo 5**, uno de los principales beneficios de las tecnologías de generación RER es la mitigación de emisiones

de dióxido de carbono (CO₂) y otros gases de efecto invernadero (GEI) al ambiente. Esta se da porque las fuentes RER reemplazan el uso de otras fuentes de energía contaminantes como el petróleo, carbón y gas natural. Sobre este particular, es importante mencionar que, a nivel mundial, el sector eléctrico constituye la fuente predominante de emisiones de GEI al representar un 25% del total (IPCC, 2014).

En el Perú, desde el 2008, se promueve la inversión en generación con el uso de tecnologías RER mediante subastas competitivas y contratos directos. Como resultado de esta política de promoción RER, a 2015 se encuentran en operación comercial en el SEIN 30 proyectos de tecnologías RER. Su desarrollo ha generado beneficios y costos al sistema. En ese sentido, el objetivo de esta sección es cuantificar los beneficios y costos de la implementación de estos proyectos en la matriz de generación

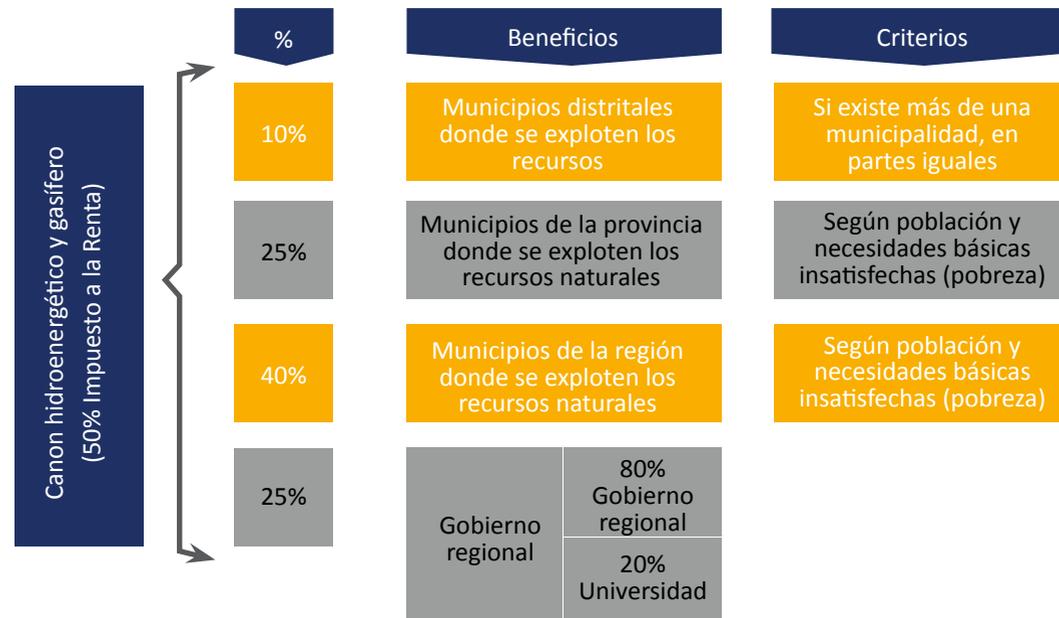
eléctrica del país. Así, en primer lugar se cuantifica las emisiones reducidas de dióxido de carbono por los proyectos RER. Luego, se valorizan a fin de determinar los beneficios monetarios de la generación RER. Posteriormente, se calcula los costos que generan los proyectos RER al sistema y, finalmente, se define el ratio beneficio-costo (B/C) de los proyectos RER.

Ilustración 8-3 Mitigación de GEI por tipo de proyecto RER



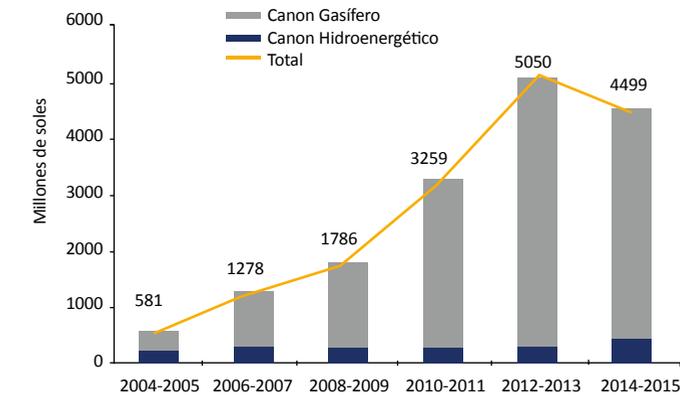
Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ilustración 8-2 Criterios de distribución del canon hidroenergético y gasífero



Fuente: MEF, Ley N° 27506. Elaboración: GPAE- Osinergmin.

Gráfico 8-9 Montos autorizados a los gobiernos regionales y locales por canon hidroenergético y gasífero



Fuente y elaboración: Estimaciones de GPAE - Osinergmin.

Impacto en la mitigación de emisiones de CO₂

Los proyectos de generación eléctrica solar, los parques eólicos, las centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada menor a 20 MW y las centrales térmicas a base de biomasa y biogás constituyen las tecnologías RER en operación en el Perú. Estos proyectos mitigan las emisiones de CO₂ debido a que no realizan ningún proceso de combustión fósil⁶ en sus procesos de generación eléctrica (ver **ilustración 8-3**). Los proyectos de biogás, además de reducir las emisiones de CO₂, mitigan las emisiones potenciales de metano (CH₄) provenientes de los restos orgánicos de la basura si no son tratados. El metano tiene un efecto invernadero 25 veces mayor al dióxido de carbono (IPCC 2007); de allí la importancia de mitigar las emisiones de este tipo de gas.

Para cuantificar las mitigaciones de CO₂ se ha multiplicado el factor de emisión⁷ del margen combinado de la red eléctrica existente por la energía producida (en MWh) de cada proyecto en el periodo de estudio (2008-2015) (ver Vásquez et al. (2014) para mayor explicación de la metodología utilizada). El factor de emisión se obtuvo de cada uno de los proyectos RER

elaborados dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)⁸ y la producción de energía del COES. Para el cálculo de las emisiones mitigadas de CH₄ se ha considerado el valor estimado que se incluye en el estudio MDL del proyecto Huayacoloro⁹, que aparece junto al de las emisiones de CO₂¹⁰. Ver el **acápito A.8-2 del anexo digital** para detalles del factor de emisión de cada proyecto RER.

En esta línea, se estima que los proyectos de generación RER habrían evitado la emisión de 4.6 millones de toneladas de CO₂ equivalentes¹¹ (MTCO₂-e) desde el inicio de operaciones de la primera central RER hasta 2015. La mayor mitigación de CO₂ se habría obtenido de las centrales mini hidráulicas (40%), las centrales de biogás (27%) y los parques eólicos (13%). Ver **gráfico 8-10**.

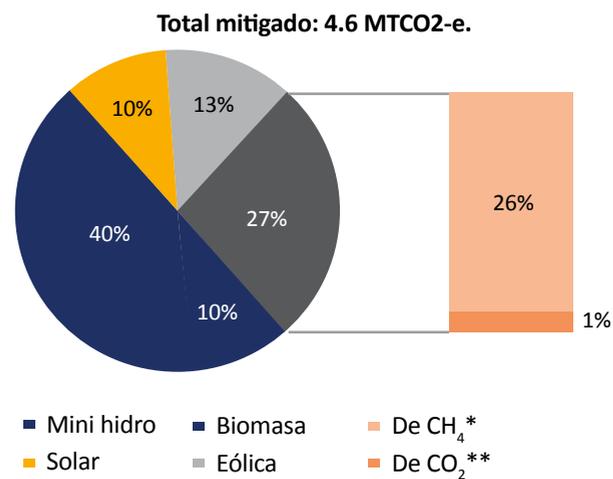
Es importante resaltar que a la fecha, en el SEIN se encuentran en operación comercial 17 centrales mini hidráulicas, mientras que solo hay una central de biogás (la Central Termoeléctrica de Huayacoloro). Como se mencionó anteriormente, las centrales de biogás, además de reducir CO₂, reducen emisiones potenciales de CH₄, siendo este último su principal aporte en la mitigación del cambio climático (26% del total de emisiones mitigadas).

Si se analiza solamente 2015, año en que había cuatro parques eólicos en operación en el SEIN, el porcentaje de participación en la mitigación de emisiones de CO₂ cambia. Si bien las centrales mini hidráulicas siguen teniendo mayor relevancia con 37% de participación (539 mil TCO₂-e), la energía eólica se ubica en segundo lugar representando el 29% (415 mil

TCO₂-e) del total de las emisiones mitigadas, mientras que la de biogás desciende al tercer lugar con 19% (273 mil TCO₂-e) (ver año 2015 del **gráfico 8-10**).

El impacto de los proyectos RER en la mitigación del CO₂ y de otros GEI toma mayor relevancia en la medida que estas fuentes energéticas continúen expandiéndose y representen un mayor porcentaje dentro de la matriz energética nacional. Así, en 2008, cuando las tecnologías RER representaban menos de 0.01% del total de la energía eléctrica producida, se habría mitigado solo 32 mil TCO₂-e; mientras que en 2015, año en que la participación de los RER fue de 4.1%, se habría mitigado en total 1.4 millones de TCO₂-e. En el **gráfico 8-11** se puede ver la evolución de las emisiones mitigadas desde 2008 hasta 2015.

Gráfico 8-10
Mitigación acumulada de las emisiones de CO₂-e, según tecnología RER, 2008-2015

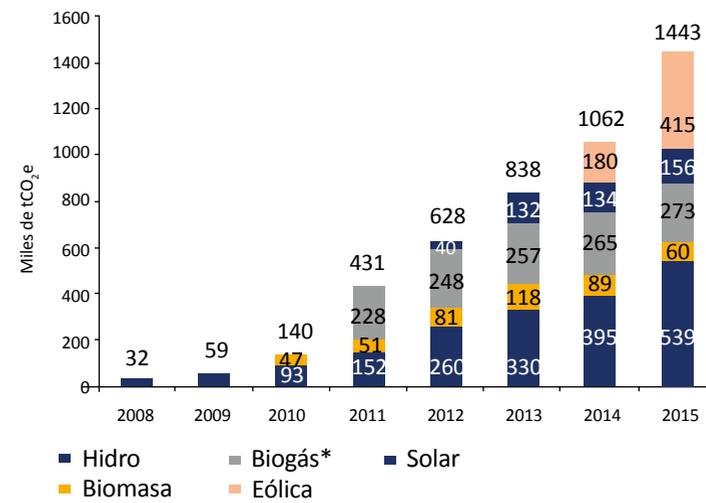


*Emisiones evitadas de CH₄ equivalentes en CO₂ del proyecto Huayacoloro desde su operación.

**Emisiones evitadas de CO₂ del proyecto Huayacoloro desde su operación.

Fuente: Vásquez et al., 2014. Elaboración: GPAE – Osinermin.

Gráfico 8-11
Estimación de las emisiones mitigadas de CO₂, por tipo de tecnología RER, 2008-2015



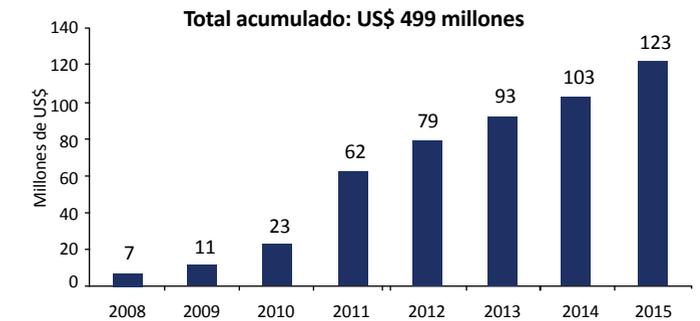
*Considera las emisiones mitigadas de metano (CH₄) en términos equivalentes de CO₂

Fuente y elaboración: Estimación de GPAE – Osinermin.



Foto: www.shutterstock.com

Gráfico 8-12
Valorización de las emisiones de CO₂-e por los proyectos RER, a valores de 2015



Nota. A valores de 2015 con una TSD de 14.01%.

Fuente: Informe Stern (2006). Elaboración: GPAE-Osinermin.

Valorización de las emisiones mitigadas de CO₂-e

Los proyectos de generación eléctrica RER en el Perú son promovidos y desarrollados bajo la denominación de MDL¹². En tal sentido, al ser proyectos que certifican la mitigación de emisiones de CO₂, pueden acceder a los Certificados de Emisiones Reducidas (CER)¹³ y venderlos como bonos¹⁴ en un mercado de carbono de referencia.

Este mercado se creó como un sistema de comercio de emisiones de GEI (también llamado sistema *cap-and-trade*) con la finalidad de asignar un precio a las mismas e incorporar las externalidades negativas que generan en las decisiones de los agentes económicos. Sin embargo, el mercado no está funcionando, puesto que a la fecha los precios se encuentran en niveles históricamente bajos, los cuales no generan los incentivos suficientes para que los actores cambien sus tecnologías a unas

menos contaminantes y se reduzca el cambio climático. Por ejemplo, en 2008, el precio promedio de los CER era US\$ 25.7, mientras que en 2015 fue US\$ 0.43.

Los problemas que distorsionan este mercado y que no permiten una fijación adecuada de los precios del CER se deben a: i) la falta de decisiones políticas en torno al mercado del carbono, ii) el MDL no es vinculante ni obligatorio para todos los países, iii) no hay una entidad que ejecute o verifique su cumplimiento (no hay un *enforcement*), iv) la no ratificación de Estados Unidos, Rusia y Canadá con el Protocolo de Kioto, v) la existencia de sobreoferta de proyectos de MDL, mientras que la demanda es altamente volátil y la que finalmente determina el precio (ver **acápito A.8-3 del anexo digital** para ver una mayor explicación del mercado de carbono).

Dado que la fijación adecuada del precio del carbono es importante para reflejar en

el mercado los verdaderos costos de los combustibles fósiles y los beneficios de una energía limpia, se ha valorizado las emisiones mitigadas de CO₂ de los proyectos RER, considerando el valor del costo social del carbono, el cual se estima en US\$ 85 por TCO₂ según el Informe sobre la Economía del Cambio Climático presentado por Nicholas Stern (2006). Este valor incorpora los riesgos e impactos de las emisiones de una tonelada de carbono sobre la salud humana, el ambiente, el clima y el mercado (ingreso y consumo en diversos sectores económicos). En ese sentido, es mayor al precio de mercado de los CER (en el **acápito A.8-4 del anexo digital** se encuentra la valorización de las emisiones considerando el precio promedio anual de los CER).

Al respecto, los proyectos RER habrían mitigado, desde 2008 hasta 2015, un equivalente financiero de US\$ 499 millones en términos monetarios de 2015 (ver **gráfico 8-12**).

Costos de los proyectos RER

El Decreto Legislativo N° 1002 y su Reglamento establecen que el ingreso de los generadores RER proviene de la venta de energía a los costos marginales del SEIN-COES. Sin embargo, si este costo está por debajo de la Tarifa de Adjudicación¹⁵, se compensa al generador mediante una Prima¹⁶ con el fin de garantizar sus ingresos (ver el capítulo 5 para mayor detalle).

En ese sentido, a fin de determinar los costos que genera la promoción de las energías renovables al sistema, se ha calculado el valor histórico por el cargo Prima que se ha pagado a cada central RER desde el inicio de sus operaciones. Asimismo, a fin de considerar las distorsiones en la asignación de recursos que genera la imposición del cargo por Prima RER a los usuarios del sector eléctrico, se multiplicaron los costos anuales obtenidos por el costo marginal de

los fondos públicos (MCPF, por sus siglas en inglés) asignados al sector eléctrico, el cual, de acuerdo con Vásquez y Balistreri (2012), tienen un valor de 1.189. Según el cálculo estimado, las centrales RER habrían generado al sistema un costo total de aproximadamente US\$ 346 millones en valores de 2015 (ver gráfico 8-13).

Relación beneficio-costo

Una primera aproximación al ratio beneficio-costo asociado a la contribución de las energías renovables para mitigar las emisiones de CO₂ sería de 1.44, el cual considera como beneficio la valorización de la reducción de las emisiones de CO₂-e (US\$ 499 millones a valores de 2015) y como costo, el cargo por Prima histórico que se paga a las centrales RER (US\$ 346 millones a valores de 2015).

Es importante mencionar que, tal como se desarrolló en el capítulo 5, además de

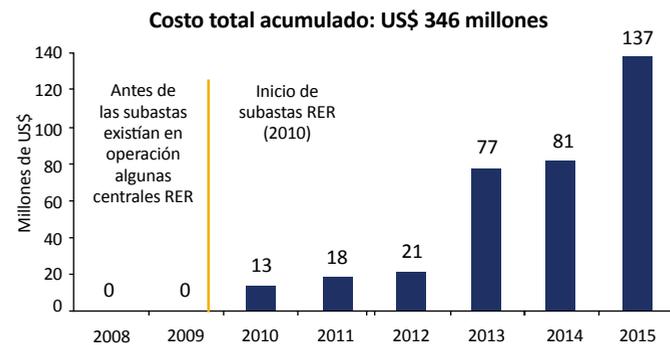
reducir las emisiones de CO₂ y mitigar el cambio climático, las energías renovables no convencionales generan otros beneficios a la sociedad, como favorecer el acceso a la energía en las zonas aisladas y vulnerables. Asimismo, contribuyen al logro de los objetivos de seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental de las políticas energéticas de los países. Cabe resaltar que uno de los objetivos de la política energética del país es desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible.

8.4. IMPACTO DE LA INTERVENCIÓN DE OSINERGMIN: CASOS DE ESTUDIO

La intervención regulatoria y supervisora de Osinermin ha beneficiado a la sociedad mediante la mejora en la calidad y confiabilidad en el suministro del servicio público de electricidad. En esta sección se describen los beneficios de cuatro medidas ejecutadas y se realiza un análisis contrafactual en el caso que el regulador no hubiera intervenido:

- Impacto de la regulación en pérdidas de distribución.
- Impacto de la supervisión del alumbrado público.
- Impacto del contraste de medidores.
- Impacto de la regulación de la seguridad.

Gráfico 8-13
Ingresos por cargo Prima de las centrales RER en millones de US\$, 2010-2015



Nota. En valores de 2015 con una TSD de 14.01%.

Fuente: COES. Elaboración: Osinermin.

Impacto de la regulación en pérdidas de distribución

Como se indicó en el capítulo 4, las tarifas de distribución eléctrica reciben el nombre de Valor Agregado de Distribución (VAD), se establecen para un periodo regulatorio de cuatro años¹⁷. Se regulan bajo una variante del esquema regulatorio de Empresa Modelo Eficiente. Este esquema brinda fuertes incentivos a las empresas distribuidoras para que disminuyan sus costos hasta niveles eficientes. Uno de los costos reconocidos a las distribuidoras está asociado a las pérdidas de energía¹⁸ en distribución, las cuales se definen como la diferencia entre la energía que ingresa al sistema de distribución menos la energía que efectivamente se entrega a los consumidores finales.

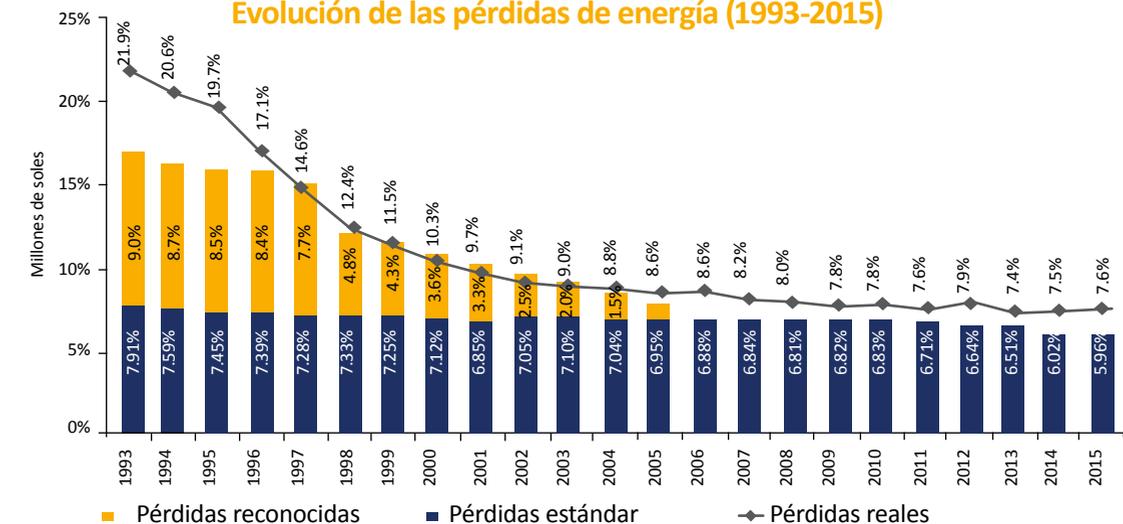
La diferencia entre la energía ingresada y entregada surge, principalmente, por razones técnicas propias de toda red de distribución, como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores (pérdidas técnicas de energía). No obstante, también existen razones no técnicas, como errores de medición o el uso clandestino del servicio, que originan que una parte de la energía contratada no sea suministrada al consumidor final (estas pérdidas se denominan pérdidas comerciales o pérdidas no técnicas)¹⁹.

El gráfico 8-14 presenta la evolución del porcentaje de pérdidas reales de energía, las pérdidas estándar y las pérdidas reconocidas (para mayor información ver el acápite A.8-5 del anexo digital). En 1993, el porcentaje de

PÉRDIDAS ESTÁNDAR
Pérdidas eficientes determinadas mediante la Empresa Modelo Eficiente. Considera las pérdidas técnicas de energía y porcentaje de las pérdidas comerciales.

PÉRDIDAS RECONOCIDAS
Porcentaje adicional a las pérdidas estándar que se incorporó en el VAD durante las tres primeras fijaciones tarifarias, debido a que cuando se promulgó la LCE las pérdidas reales de energía estaban por niveles muy altos a comparación de las pérdidas estándar.

Gráfico 8-14
Evolución de las pérdidas de energía (1993-2015)



Fuente: GRT-Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinermin.

pérdidas reales de energía en distribución a nivel nacional fue 21.9%; mientras que para 2015 fue solo 7.6%. Esta reducción se explica por la implementación de los esquemas de regulación tarifaria incorporados en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). Nótese que el porcentaje total de pérdidas incorporadas en las tarifas es igual a la suma de la barra azul (pérdidas estándar) y la amarilla (pérdidas reconocidas).

a. Determinación y valorización del impacto económico

Al incorporarse el VAD, que remunera las actividades de distribución de electricidad, una reducción en las pérdidas tendría como efecto una disminución de las tarifas. Siguiendo a Filippini y Pachauri (2004), la disminución de la tarifa de electricidad aumenta el bienestar de los consumidores. En efecto, como se mencionó en el capítulo 1, los hogares no demandan electricidad como un bien final, sino como un bien intermedio: su uso permite iluminación y el funcionamiento de artefactos eléctricos. Al disminuir el precio de la electricidad, se genera un efecto ahorro que aumenta el bienestar de los consumidores.

Por lo tanto, para cuantificar el impacto de las menores pérdidas incorporadas en la tarifa eléctrica se compara el bienestar de los consumidores en la situación vigente (escenario real) con el bienestar en una situación en la cual las pérdidas consideradas en la tarifa no han disminuido donde, como consecuencia, tampoco ha bajado la tarifa de electricidad (escenario contrafactual²⁰).

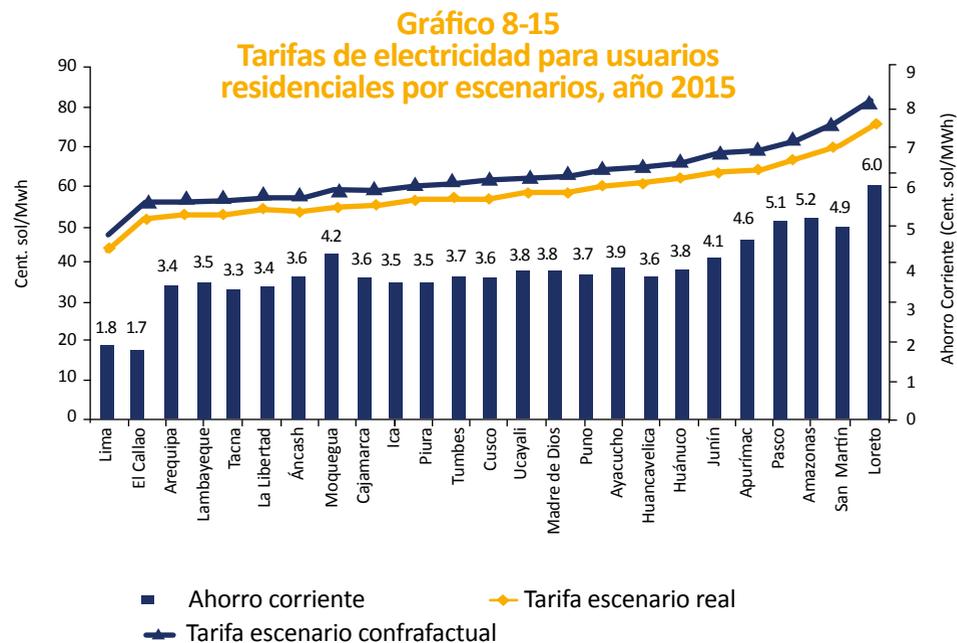
La presente estimación se centra en los consumidores residenciales y en los sectores típicos de distribución ST1, ST2, ST3 y ST4 (ver el capítulo 4 para más detalles sobre

los sectores típicos). En el gráfico 8-15 se muestran las tarifas de electricidad que pagaron los usuarios residenciales en cada escenario para 2015. Por ejemplo, la tarifa para los usuarios de la región Lima en el escenario real fue aproximadamente 51 ctms S/. por kWh, mientras que en el escenario contrafactual fue 55 ctms S/. por kWh, generándose un ahorro estimado de 4 ctms S/. por kWh.

En un contexto de equilibrio parcial, siguiendo la metodología desarrollada por Hausman (1981), se determinó el cambio en el bienestar por medio de la Variación Equivalente (VE), la cual representa el monto máximo que están dispuestos a pagar los consumidores para evitar el aumento en la tarifa de electricidad. Para derivar la fórmula de la VE se asumió una función de demanda de electricidad lineal (ver acápite A.8-6 en el

anexo digital para más detalles). El impacto de un cambio en la tarifa de electricidad no es el mismo para un consumidor de bajos ingresos. Por ello, se utilizaron diferentes elasticidades precio e ingreso de la demanda de electricidad para capturar la heterogeneidad de los impactos sobre los consumidores (ver acápite A.8-7 en el anexo digital para más detalles).

Entre 2012 y 2015, el esquema regulatorio empleado por Osinergmin permitió que las pérdidas de energía disminuyan, lo cual generó un impacto positivo en el presupuesto familiar debido a las menores tarifas de electricidad, beneficiándose de esta forma a los consumidores. En efecto, el beneficio total, a valores de 2015, alcanzaría US\$ 252 millones. El cuadro 8-4 resume el impacto económico atribuible a la disminución de las pérdidas de energía para los ST1, ST2, ST3 y ST4.



Fuente: GRT- Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Impacto de la supervisión del alumbrado público

Conforme a lo desarrollado en los capítulos 4 y 6, el servicio de alumbrado público consiste en la prestación del servicio

eléctrico en aquellos espacios considerados de libre circulación, como parques, avenidas, plazas, entre otros. De acuerdo con Willis et al. (2005), la provisión de este servicio provee múltiples beneficios para la sociedad, entre los que se destacan las reducciones

La provisión del servicio de alumbrado público brinda múltiples beneficios para la sociedad, entre los que se destacan las reducciones de los accidentes automovilísticos e índices de criminalidad.

de los accidentes automovilísticos e índices de criminalidad, mejoras en el paisaje urbanístico e inclusión social, así como la expansión de la jornada laboral debido a que facilita una visibilidad adecuada durante el horario nocturno.

Por otra parte, desde la visión económica, el servicio de alumbrado público es considerado un bien público debido a i) la imposibilidad de restringir sus beneficios hacia el resto de individuos (no-exclusión) y ii) el consumo de este servicio no reduce ni imposibilita el uso simultáneo por parte de otros agentes (no-rival). Según lo señalado por Murillo (2007), la provisión de este servicio posee características de monopolio natural debido a las economías de alcance derivadas de la prestación conjunta del servicio eléctrico y servicio de alumbrado público²¹. Estas particularidades generarían que en este mercado no se alcance la

Cuadro 8-4
Impacto económico por región de las menores pérdidas de energía, 2012-2015 (en millones de US\$ de 2015)

Región	2012 ^{1/}	2013 ^{1/}	2014 ^{1/}	2015 ^{1/}	Total
Amazonas	0.07	0.07	0.08	0.08	0.31
Áncash	1.77	1.81	1.54	1.63	6.75
Apurímac	0.43	0.41	0.40	0.42	1.65
Arequipa	4.49	4.82	4.73	4.89	18.9
Ayacucho	0.49	0.59	0.59	0.61	2.28
Cajamarca	0.53	1.06	1.06	1.09	3.74
Cusco	1.78	1.96	1.91	1.95	7.59
Huancavelica	0.08	0.08	0.08	0.08	0.33
Huánuco	0.69	0.78	0.71	0.75	2.93
Ica	2.08	2.21	2.26	2.06	8.61
Junín	1.66	1.97	1.74	2.12	7.48
La Libertad	3.41	3.81	3.94	4.14	15.3
Lambayeque	2.57	2.92	2.94	2.99	11.4
Lima	31.48	32.74	30.74	30.97	125.9
Loreto	0.15	0.20	0.17	0.18	0.70
Madre de Dios	0.10	0.39	0.38	0.38	1.25
Moquegua	0.53	0.67	0.63	0.65	2.49
Pasco	0.41	0.29	0.21	0.21	1.12
Piura	2.75	3.08	3.16	3.33	12.3
Puno	1.15	1.19	1.15	1.17	4.65
San Martín	0.99	1.74	1.65	1.80	6.18
Tacna	0.95	0.97	0.97	1.00	3.89
Tumbes	0.49	0.53	0.51	0.54	2.07
Ucayali	0.84	1.07	0.97	1.06	3.93
Total^{2/}	59.9	65.4	62.5	64.1	252

Notas. ^{1/} Se utilizó elasticidades precio que van desde de -0.9357 para las familias de ingresos más bajos hasta -0.1653 para las familias de ingresos más altos y elasticidades ingreso que fluctúan en el rango de 0.171 a 0.2693 (Bendezú y Gallardo, 2006).

^{2/} Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente al 14.01%, en dólares.

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

provisión óptima del servicio en términos sociales, es decir, que se registre una escasez o un exceso del nivel de servicio ofrecido²², justificando la intervención del Estado con el objetivo de corregir las pérdidas de eficiencias sociales derivadas en su provisión.

Proceso de supervisión de alumbrado público

De acuerdo con lo establecido por la LCE, la provisión del servicio de alumbrado público es responsabilidad de las empresas de distribución eléctrica, quienes reciben una compensación monetaria regulada por Osinermin e incorporada en el recibo de electricidad. Por otra parte, Osinermin es el encargado de la supervisión de la calidad y continuidad de este bien público. Durante el periodo 2001-2003, la fiscalización del servicio de alumbrado público consistió en que el concesionario de distribución subsane solo las infracciones detectadas en los procesos de supervisión, incentivando un comportamiento reactivo y teniendo un limitado impacto social. Esta forma de fiscalización derivó en que alrededor del 12% de las unidades de alumbrado público (en adelante UAP) registre deficiencias vinculadas a la inoperatividad de las lámparas, pastorales rotos o mal orientados, la falta de UAP o soporte inexistente e interferencias de follaje en el haz luminoso, todo lo cual provoca zonas oscuras en las vías.

No obstante, a partir de la implementación de la Resolución N° 192-2003-OS/CD y sus posteriores modificatorias, Osinermin orienta sus esfuerzos al uso de indicadores de desempeño. Asimismo, adopta diversas herramientas económicas y estadísticas para seleccionar y determinar el número mínimo de UAP necesarios para generar un impacto disuasivo²³ y obtener estimaciones precisas. Estas permiten asegurar el nivel de cumplimiento por parte de los concesionarios

y establecer un marco de sanciones disuasivas que están en función al beneficio económico derivado del incumplimiento en la provisión de un servicio de alumbrado público de calidad. En ese contexto, el indicador de deficiencias típicas de UAP a nivel nacional ha evidenciado un cambio estructural significativo al pasar de 12% a aproximadamente 1.5% (ver **gráfico 8-16**).

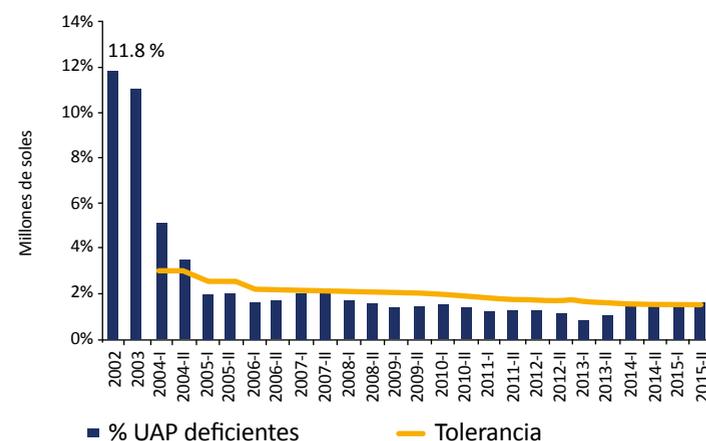
a. Determinación y valorización del impacto económico

Con el objetivo de cuantificar los beneficios sociales derivados de esta disminución de deficiencias en UAP, se utilizó el método de valorización contingente debido a su potencialidad para valorizar de forma directa, mediante encuestas objetivas, los beneficios sociales de bienes y/o servicios que no poseen un mercado definido.

En base a la Encuesta Residencial de Consumos y Usos de Energía (en adelante ERCUE) y aplicando el enfoque de preguntas cerradas con intervalos de valorizaciones predefinidas (payment cards), se estimó, por medio de una regresión por intervalo (ver **acápite A.8-8** en el **anexo digital** para más detalles), la disposición a pagar promedio mensual para evitar el corte en la provisión del servicio de alumbrado público a 10 254 hogares. El **gráfico 8-17** muestra la distribución de las estimaciones puntuales para el total de la muestra, del cual se infiere que el promedio de la disposición a pagar mensual por alumbrado público sería S/. 9.30 por hogar.

No obstante, para determinar el beneficio neto del agente representativo se debe descontar el pago incorporado en la facturación por concepto de alumbrado

Gráfico 8-16
Evolución de las deficiencias típicas en las unidades de alumbrado público



Fuente: DSR-Osinermin. Elaboración: GPAE – Osinermin.

público. La alícuota promedio ponderada atribuible al servicio de alumbrado eléctrico fue S/ 4.14. En tal sentido, el excedente neto promedio mensual sería S/ 5.14 por agente²⁴. Finalmente, en base a la información del parque instalado de UAP y el número total de clientes eléctricos residenciales, se determinó que cada UAP alumbraba a aproximadamente cuatro hogares.

Por otra parte, el trabajo de investigación de Murillo (2007) permite identificar el impacto atribuible al cambio en el paradigma de supervisión de Osinermin. El autor realiza una regresión con datos panel y concluye que el procedimiento analizado habría permitido que el índice de deficiencias típicas en UAP disminuya aproximadamente 10%²⁵. Asimismo, con el objetivo de expresar el impacto de Osinermin en términos de hogares beneficiados, se utilizó el total del parque instalado de UAP y que cada una de estas unidades proporcionan una cobertura

de impacto hacia aproximadamente cuatro hogares. Por ejemplo, en 2009, el impacto generado por el proceso de supervisión de Osinermin fue del 10% de UAP deficientes. Si se considera que el parque instalado de UAP fue 1.3 millones, entonces, el impacto en términos de hogares beneficiados sería de aproximadamente 500 mil clientes residenciales.

El **cuadro 8-5** muestra la evolución de los beneficios agregados atribuibles al efecto disuasivo del procedimiento de supervisión de alumbrado público de Osinermin. Durante el periodo comprendido entre los años 2004 y 2015, Osinermin habría generado un beneficio social equivalente a US\$ 293.4 millones, a valores de 2015.

Estos beneficios están vinculados a la mejora en la calidad del servicio de alumbrado público, generando impactos directos sobre la seguridad pública y accidentes automovilísticos.

Impacto de contraste de medidores

Desde el punto de vista económico, la verificación o contraste de medidores²⁶ es una de las herramientas que hace frente al problema de información asimétrica, en donde los concesionarios de distribución poseen mayor información con respecto a la calibración de los medidores y, por lo tanto, de la cantidad que registran. El elevado costo de verificación del registro real del medidor eléctrico por parte del usuario final genera la

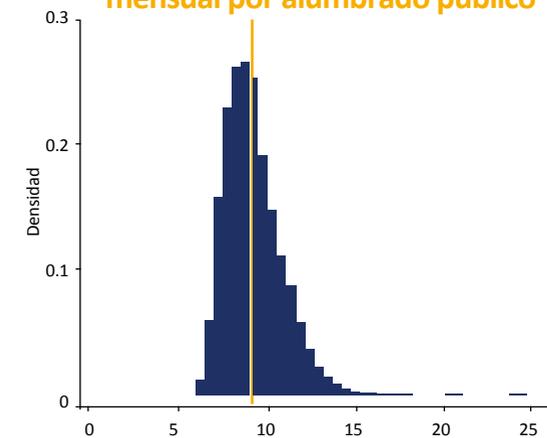
Cuadro 8-5
Evolución del impacto de la supervisión en alumbrado público

Año	Parque instalado de UAP	Impacto UAP (en %)	Impacto Usuarios (millones)	Beneficio (Millones S/)	Beneficio (Millones US\$) ^{1/}	Beneficio (Millones US\$ al 2015) ^{2/}
2004	979,525	7%	0.26	22.20	6.5	27.5
2005	1,021,196	9%	0.36	30.23	9.2	34.0
2006	1,159,086	9%	0.39	32.11	9.8	31.9
2007	1,209,435	9%	0.39	31.52	10.1	28.8
2008	1,243,064	9%	0.44	33.16	11.3	28.4
2009	1,322,570	10%	0.47	34.79	11.6	25.4
2010	1,354,136	10%	0.50	36.12	12.8	24.6
2011	1,425,058	10%	0.54	37.92	13.8	23.3
2012	1,473,065	10%	0.58	39.01	14.8	21.9
2013	1,552,330	10%	0.61	40.52	15.0	19.5
2014	1,628,210	10%	0.62	39.38	13.9	15.8
2015	1,701,253	10%	0.64	39.52	12.4	12.4
Total						293.4

Notas: ^{1/} Impacto atribuible a Osinermin expresado en porcentaje de unidades de alumbrado público deficientes evitadas. ^{2/} Utilizando el tipo de cambio promedio venta del Banco Central de Reserva del Perú, se estimó el beneficio neto agregado. ^{3/} Se utilizó una tasa social de descuento publicada por el Ministerio de Economía y Finanzas, 9% en soles, pero ajustada por inflación y devaluación equivalente al 14.01%, en dólares (mayores detalles véase Tamayo et al. (2014)).

Fuente: DSR, ERCUE-2016. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Gráfico 8-17
Distribución de la disposición a pagar mensual por alumbrado público



Disposición a pagar = S/. / mes

Fuente: ERCUE 2016. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Procedimiento de contraste de medidores

Según la Resolución N° 496-2005-MEM/DM, Norma Técnica Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica, se define el proceso de verificación o contraste como el “Proceso técnico que permite determinar los errores del Sistema de Medición mediante su comparación con un Sistema Patrón (...)”.

El procedimiento de contraste consiste en cuatro pruebas. La primera se denomina marcha en vacío, donde se verifica que el medidor no gire (o no registre consumo) cuando no tiene conexión a una carga; luego viene la prueba de baja carga, que se puede desarrollar a 5% de la tensión nominal (en usuarios con consumo promedio menor a 100 kWh) o en 10% para los de consumo superior a 100 kWh; la tercera es la prueba de carga nominal (es decir al 100%); y, finalmente, a carga máxima de funcionamiento (de acuerdo con lo señalado por el equipo de medición). Según la Resolución N° 496-2005-MEM/DM, las tolerancias son: prueba en vacío que no registre consumo, en baja carga de 3.5% y en nominal (o máxima) 2.5%.

Posteriormente, se procede a entregar el Acta de Contraste del medidor. De encontrarse el medidor fuera de las tolerancias establecidas, la empresa deberá realizar el cambio del mismo en un plazo no mayor de 10 días calendario.

justificación para la intervención del Estado, quien tiene como objetivo corregir la falla de mercado analizada.

a. Proceso de supervisión de medidores

Antes de 2003, el modelo de supervisión para evaluar la calidad de medición de los consumos de energía se enmarcaba en la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y otras campañas que tenían como única exigencia la verificación o contraste de un lote anual de aproximadamente 13 000 medidores, cerca del 0.38% del total de medidores residenciales a nivel nacional. La aplicación de este procedimiento derivó en que alrededor del 12.5% del total de medidores eléctricos registraban deficiencias o desvíos con respecto al consumo real, generando un impacto negativo en el bienestar de los usuarios afectados y perjudicando la percepción de la calidad del servicio eléctrico a nivel nacional.

En 2004, Osinergmin diseñó e implementó el Procedimiento para la Fiscalización de la Contratación y/o Verificación de Medidores de Electricidad, aprobado mediante la Resolución del Consejo Directivo N° 005-2004-OS/CD y sus modificatorias, en el cual se establecen los nuevos lineamientos vinculados a la selección de una muestra representativa de alrededor del 5% del parque total, la renovación de todos aquellos medidores electromecánicos que superen los 30 años de antigüedad y el establecimiento de un marco de sanciones disuasivo en función a los beneficios ilícitos derivados de los incumplimientos señalados (ver **recuadro 8-2**). La implementación de este procedimiento ha generado que el porcentaje de medidores defectuosos disminuya de 12.5% a 3.3% entre 2004 y 2015, respectivamente (ver **gráfico 8-18**).

b. Determinación y valorización del impacto económico

En un escenario sin error de medición,

el consumidor pagaría por la cantidad de energía que efectivamente consumió. En contraste, en un escenario donde existen medidores defectuosos, los usuarios pagarán en exceso con respecto a su consumo real. Por ejemplo, si el consumo registrado por el medidor fuese de 126 kWh-mes y el error promedio del medidor de 5%, el usuario estaría pagando por 6 kWh mensuales en exceso. Este efecto puede aproximarse mediante una variación en el precio real que paga el usuario por cada kWh consumido. Si la tarifa nominal que enfrenta el consumidor asciende a S/. 0.52 por kWh, entonces la tarifa real que paga el consumidor equivale a la multiplicación de uno más el error de medición:

$$T_R = T_N (1 + d\%) \quad (8-1)$$

donde:

T_R : Tarifa real por kWh,

T_N : Tarifa nominal por kWh,

$d\%$: Porcentaje de error en la medición de energía.

En este contexto, el efecto de la aplicación del procedimiento de supervisión de contraste de medidores resulta de comparar una situación sin supervisión de contraste (escenario contrafactual²⁷) versus los resultados de la aplicación del procedimiento de supervisión (escenario real). El escenario contrafactual está determinado por dos variables: i) el porcentaje de error en la medición de energía y ii) el porcentaje de medidores defectuosos que incumplen con las tolerancias establecidas en las pruebas de contraste.

Siguiendo la metodología desarrollada por Hausman (1981), en un contexto de equilibrio parcial se determinó el impacto aproximado por medio de un cambio en la tarifa de electricidad, producto de los errores de medición por la pérdida de bienestar del consumidor. Esta se mide por la Variación Equivalente (representa lo máximo que están dispuestos a pagar los consumidores de electricidad para que el Estado mantenga la política pública de contraste de medidores que les brindan mayor bienestar) (ver **acápito 8-11** en el anexo digital para más detalles).

Para el caso del escenario contrafactual, se asume que 12.5% del total del parque de medidores se encuentra defectuoso, porcentaje correspondiente a los registros de supervisión del año de inicio de la supervisión (2004). La información fue proporcionada por las oficinas regionales y para el escenario real se consideraron los resultados obtenidos en las supervisiones de cada año. El **cuadro 8-6** resume el impacto económico atribuible al procedimiento de supervisión de contraste de medidores para cada año del periodo de evaluación. Entre 2004 y 2015, el impacto económico en el bienestar de los usuarios, a valores de 2015, alcanzaría un valor equivalente a US\$ 104 millones.

Este impacto estimado es el resultado de los esfuerzos del regulador para mejorar la calidad del servicio público de electricidad, lo cual ha generado un beneficio positivo en el presupuesto de los consumidores debido al incremento de su ingreso disponible, asociado a la disminución en los errores de facturación del consumo de energía eléctrica.

Cuadro 8-6
Evolución del impacto de la supervisión en contraste de medidores (en millones de US\$ de 2015)

Año	Beneficio ^{1/}
2004	4
2005	7
2006	8
2007	9
2008	10
2009	10
2010	10
2011	10
2012	10
2013	9
2014	9
2015	8
Total ^{2/}	104

Nota: ^{1/} Se utilizó el tipo de cambio promedio venta del Banco Central de Reserva del Perú.
^{2/} Se utilizó una tasa social de descuento del 14.01%. Fuente: DSR. ERCUE-2016. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Impacto de la regulación de la seguridad

Como se ha desarrollado en los **capítulos 4 y 6**, la norma que regula la seguridad de las instalaciones del servicio público de electricidad es el Código Nacional de Electricidad Suministro (CNE-S), aprobado por el MEM (Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM²⁸). Este contiene un conjunto de reglas orientadas a salvaguardar la seguridad de las personas y las instalaciones. La principal medida de seguridad establecida en el CNE-S es el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad entre las redes de distribución

Gráfico 8-18
Medidores contrastados y porcentaje de medidores defectuosos



Fuente: DSR-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Procedimiento para atención y disposición de medidas ante situaciones de riesgo eléctrico grave

Las etapas que comprende el procedimiento de supervisión son las siguientes:

1. La empresa eléctrica, personas jurídicas, personas naturales, supervisor u otro a nivel nacional, comunica a Osinermin una situación de riesgo eléctrico. La comunicación puede ser presentada en mesa de partes o por correo electrónico.
2. Osinermin toma conocimiento del caso y verifica la gravedad del riesgo eléctrico. Si el riesgo eléctrico es grave, inmediatamente se emiten tres documentos: el primero destinado al infractor, el segundo a la autoridad municipal y el tercero a la empresa eléctrica. Al infractor se le ordena la paralización de obra, suspender actividades, retiro de letreros, andamios u otras instalaciones, corte del servicio eléctrico, etc.; a la municipalidad se le comunica sobre el riesgo eléctrico para que fiscalice la obra, y a la empresa eléctrica se le ordena que tome medidas preventivas inmediatas.
3. Posteriormente se verifica el cumplimiento de la orden *in situ*, en caso de incumplimiento, se reitera a la municipalidad y/o se comunica al Ministerio Público.
4. El levantamiento de la orden solo procede cuando se constata que la situación de riesgo eléctrico grave se ha subsanado o reducido sustancialmente.

eléctrica con respecto a los límites de propiedad (distancias horizontales) y al nivel del suelo (distancias verticales).

En este sentido, Osinermin es el encargado de supervisar el cumplimiento del CNE-S, para lo cual cuenta con distintos procedimientos administrativos. Así, mediante Resolución N° 735-2007-OS/CD y su modificatoria 107-2010-OS/CD se aprobó el Procedimiento para la atención y disposición de medidas ante situaciones de Riesgo Eléctrico Grave (REG)²⁹. La medida busca prevenir a la población de los riesgos eléctricos que conlleva el hecho de acercarse a conductores expuestos que transportan energía eléctrica en baja, media y alta tensión, que producen accidentes e incluso la muerte. Las etapas del procedimiento para la atención y la disposición de medidas ante situaciones de REG se explican en el **recuadro 8-3**.

a. Indicadores principales del procedimiento

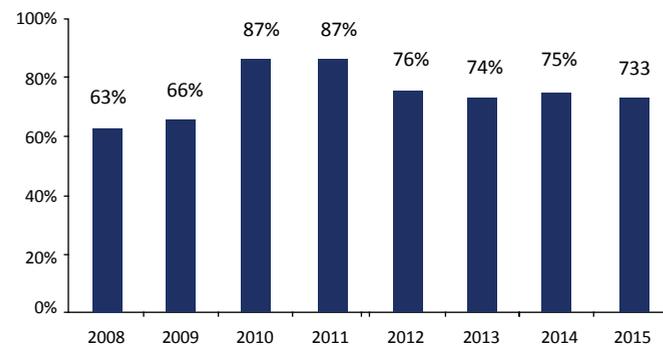
Como se desarrolló en el **capítulo 6**, el

aumento en el número de solicitudes que se han atendido se explica por la mayor intervención preventiva de Osinermin para reducir los posibles accidentes eléctricos. Desde 2008, año en que surgió el procedimiento, hasta 2015, Osinermin ha atendido 7947 casos, de los cuales, efectivamente, en 75% de ellos se emitió una orden de paralización efectiva (ver **gráfico 8-19**). De esta forma se ha buscado disminuir el riesgo de fallecimiento, que ha disminuido, como se muestra en el **gráfico 8-20**.

Valorización del impacto económico

El principal resultado del procedimiento de supervisión para la atención de medidas ante situaciones de riesgo eléctrico es prevenir los accidentes por electrocución en la población. Es decir, el objetivo final ha sido disminuir el riesgo de sufrir un accidente mortal (en adelante riesgo de fallecimiento). La estimación del impacto resulta de comparar el riesgo de fallecimiento en la situación actual contra el riesgo de

Gráfico 8-19
Niveles de cumplimiento de las disposiciones de paralización



Fuente: DSR- Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinermin.

fallecimiento en un escenario en el cual no se implementó el procedimiento de supervisión (escenario contrafactual). Como medida de riesgo de fallecimiento se utilizó como variable proxy el número de accidentes mortales dividido entre el número de clientes.

$$p = \frac{\text{Número de accidentes mortales}}{\text{Número de Clientes}} \quad (8-2)$$

En el **gráfico 8-20** se muestra la evolución del riesgo de fallecimiento desde 2008. Para el escenario contrafactual se asumió que el riesgo de fallecimiento se mantuvo constante en su nivel correspondiente al 2008, cuando recién empezó a aplicarse el procedimiento de supervisión, es decir, alrededor de 13 muertes por cada millón de personas (0.0013%).

Siguiendo la metodología desarrollada por Viscusi (2006), se valorizó la reducción en el riesgo mediante la siguiente fórmula:

$$\text{beneficios} = n\delta v \quad (8-3)$$

donde:

n: Número de personas afectadas por el procedimiento,

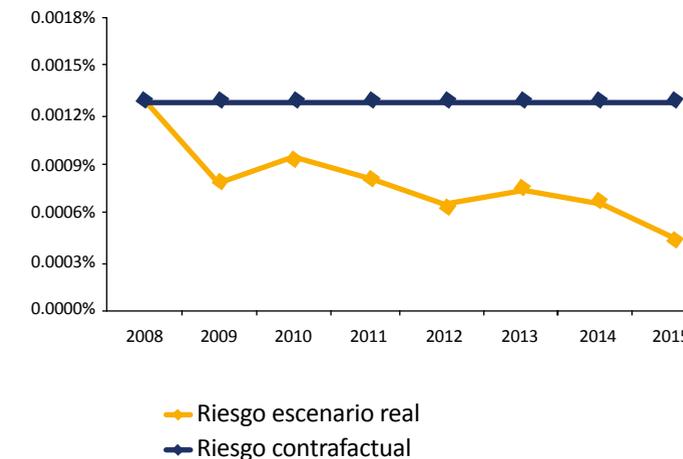
δ: Reducción en el riesgo de fallecimiento,

v: Valor de la Vida Estadística.

Utilizando el Valor de la Vida Estadística (VVE) estimado en S/. 3 267 691.39* (ver **recuadro 8-4**), se estimó la máxima disposición a pagar -DAP individual (resulta de la multiplicación del VVE por la reducción en el riesgo "δ") de 2009 a 2015 (ver el **cuadro 8-7**). Después, se multiplicó por el número de personas afectadas por la regulación, el cual se aproximó por el número de clientes del sistema eléctrico³⁰.

*Informe 046-2014 OEE del 7 de julio del 2014, actualización del VVE estimado en el Documento de Trabajo N° 18.

Gráfico 8-20
Evolución del riesgo de fallecimiento, 2008 – 2015



Fuente: DSR- Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Cuadro 8-7
Evolución de la DAP individual por reducir el riesgo de fallecimiento, 2009-2015

Año	Clientes (miles)	Reducción en el riesgo (%)	DAP (soles)
2009	4245	0.0005%	18
2010	4573	0.0004%	12
2011	4880	0.0005%	16
2012	5213	0.0007%	22
2013	5487	0.0006%	19
2014	5739	0.0007%	21
2015	6001	0.0009%	29

Notas:^{3/} Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente al 14.01%, en dólares.

Fuente y elaboración: GPAE-Osinermin.

Foto: Parque Eólico y Solar. Fuente: www.shutterstock.com



El Valor de la Vida Estadística



El valor de la vida estadística (VVE) es una medida del promedio de la disposición a pagar por una reducción en el riesgo de la mortalidad o en la probabilidad de muerte (OECD, 2012). Es decir, este valor mide la disposición a pagar de una persona promedio (persona estadística) por disminuciones en los riesgos que atentan contra su bienestar (por ejemplo, el riesgo de sufrir un accidente eléctrico). En este sentido, el VVE, no representa valoraciones subjetivas de cada individuo sobre su propia vida. (Vásquez, 2006).

El cálculo del valor de la vida estadística es necesario para tener una idea de los daños personales generados por accidentes y los beneficios que se obtendrían en la reducción de estos riesgos. Osinergmin ha utilizado el VVE para fijar multas óptimas con el fin de aproximar el valor de daño causado en un accidente, por infracción de las normas de seguridad por parte de las empresas. Asimismo, de acuerdo a Viscusi (2006), el VVE se puede utilizar para valorizar la pérdida de bienestar asociada a la disminución en el riesgo de ocurrencia de accidentes (ver **acápito A.8-9** en el **anexo digital** para mayor detalle)

El valor de la vida estadística se puede estimar mediante el concepto de Valor Económico Total que mide los valores de uso (que refleja el costo de oportunidad del individuo entre ingreso y riesgo) y no uso (que está compuesto por los valores de: existencia - disposición a pagar de un individuo por mantenerse vivo frente a una situación de riesgo-; altruista - disposición a pagar de un individuo por dejar un legado a la sociedad- y legado - disposición a pagar de un individuo por dejarle un legado a sus hijos-).

Por último, para determinar el VVE se pueden utilizar las siguientes metodologías: i) enfoque del capital humano, ii) salarios hedónicos, iii) valoración contingente y iv) transferencia de valor.

De esta manera, el procedimiento ha generado mejoras en los niveles de seguridad para la población, reduciendo la probabilidad de sufrir accidentes eléctricos mortales y en consecuencia, aumentó el número de vida salvadas. En conclusión, el impacto económico de evitar el riesgo de fallecimiento a valores de 2015 ascendería a US\$ 362 millones acumulados de 2009 a 2015. El **cuadro 8-8** resume el impacto económico atribuible al procedimiento de supervisión de prevención de accidentes para cada año del periodo de evaluación.

El cálculo del valor de la vida estadística es necesario para tener una idea de los daños personales generados por accidentes y los beneficios que se obtendrían por reducir los riesgos de ocurrencia de estos.

Cuadro 8-8
Impacto económico del proceso de supervisión de prevención de accidentes eléctricos, 2009-2015 (en millones de US\$ de 2015)

Año	Beneficio (en millones US\$)
2009	54
2010	38
2011	48
2012	65
2013	51
2014	49
2015	55
Total^{1/}	362

Nota.^{1/} Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente al 14.01%, en dólares.

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

8.5. SÍNTESIS DE LOS IMPACTOS

Como se ha mostrado en el presente capítulo, los impactos económicos generados por el sector eléctrico en la economía peruana se dan tanto a nivel macroeconómico como microeconómico. En el ámbito macroeconómico se ha estimado que el incremento de la confiabilidad del sistema eléctrico tiene un efecto positivo sobre el PBI, la balanza comercial y el resultado fiscal primario. Asimismo, el bienestar de los hogares se ve incrementado por los mayores niveles de seguridad en la continuidad del suministro eléctrico. Con respecto al resto de impactos estimados, se debe señalar que los resultados han sido obtenidos utilizando las fuentes de información disponibles (tanto oficiales de carácter público como provenientes de investigaciones académicas y técnicas de carácter privado), las cuales difieren en su grado de confiabilidad, pero que se juzgan, en promedio, como adecuadas.

El impacto en el sector público se dio mediante el pago de tributos (Impuesto General a las Ventas- IGV-, IR, tributos internos) y las transferencias de canon hidroenergético y gasífero por parte de las empresas. De esta manera, se estimó que el impacto fue de US\$ 25 137 millones, de los cuales, el 62% fue obtenido por medio de pago de tributos, y 38% por las transferencias de canon hidroenergético y gasífero.

La introducción de las tecnologías RER en la matriz de generación eléctrica ha tenido un impacto de US\$ 153 millones durante el periodo 2008-2015, producto de la reducción en las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. La estimación ha considerado el costo que le representa a

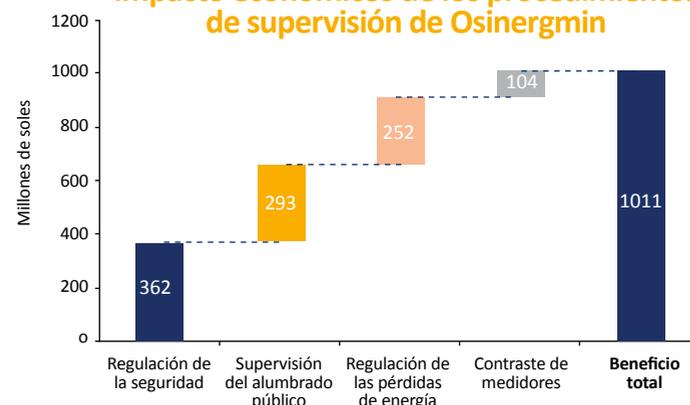


la sociedad la emisión dichos gases, así como el costo social de la recaudación de la Prima que remunera a las centrales adjudicatarias de las licitaciones RER.

El efecto de las cuatro políticas públicas aplicadas por Osinergmin ha sido también importante. La primera, en términos de impacto monetario, es la regulación de la seguridad entendida como la aplicación del procedimiento de paralización de obras por riesgo eléctrico. El impacto económico de esta política en el bienestar de la sociedad se ha estimado en US\$ 362 millones para el

periodo 2009-2015. La segunda de las políticas públicas es la supervisión del alumbrado público, que ha generado beneficios económicos que ascenderían a US\$ 293 millones para el periodo 2004-2015. La tercera hace referencia a la regulación de las pérdidas de energía, cuyo beneficio para la sociedad se estima en US\$ 252 millones el periodo 2012-2015. Finalmente, la cuarta política está relacionada con el contraste de medidores, con un beneficio estimado de US\$ 104 millones en el periodo 2004-2015. El **cuadro 8-9** y **gráfico 8-21** muestran un resumen de los impactos estimados.

Gráfico 8-21
Impacto económicos de los procedimientos de supervisión de Osinerghmin



Fuente y Elaboración: GPAE Osinerghmin

Luego de haber mostrado los impactos económicos generados por el sector eléctrico en la economía, tanto a nivel macroeconómico como microeconómico, en el **capítulo 9** se presentará las perspectivas de la industria eléctrica para el futuro y los retos que esperan al sector eléctrico para continuar consolidándose.

Cuadro 8-9
Valores del impacto del sector electricidad en los aspectos analizados

Modelo de Equilibrio General Computable	Impacto de la mejora en la confiabilidad (variaciones porcentuales)	
PBI	0.23%	
Balanza comercial	0.22%	
Resultado fiscal primario	0.09%	
Bienestar:		
Hogar en situación en riqueza	0.19%	
Hogar en situación de pobreza	0.21%	
Impacto en el sector público	Periodo de análisis	Monto (en millones de US\$ de 2015) ^{1/}
Tributos	2003-2015	15 486
Canon hidroenergético y gasífero	2004-2015	9651
Total		25 137
Impacto en el ambiente		
Introducción de los RER	2008-2015	153 ^{2/}
Osinerghmin: cuatro políticas públicas ejecutadas por la institución	Periodo de análisis	Monto (en millones de US\$ de 2015) ^{1/}
Regulación de las pérdidas de energía	2012-2015	252
Supervisión del alumbrado público	2004-2015	293
Contraste de medidores	2004-2015	104
Regulación de la seguridad	2009-2015	362
Total		1011

1/ Los montos corresponden a los impactos realizados en dólares de 2014 actualizados a una tasa social de descuento ajustada equivalente al 14.01%.

2/ Se considera los beneficios obtenidos empleando el costo social de las reducciones de emisiones de carbono. Fuente y elaboración: GPAE-Osinerghmin.

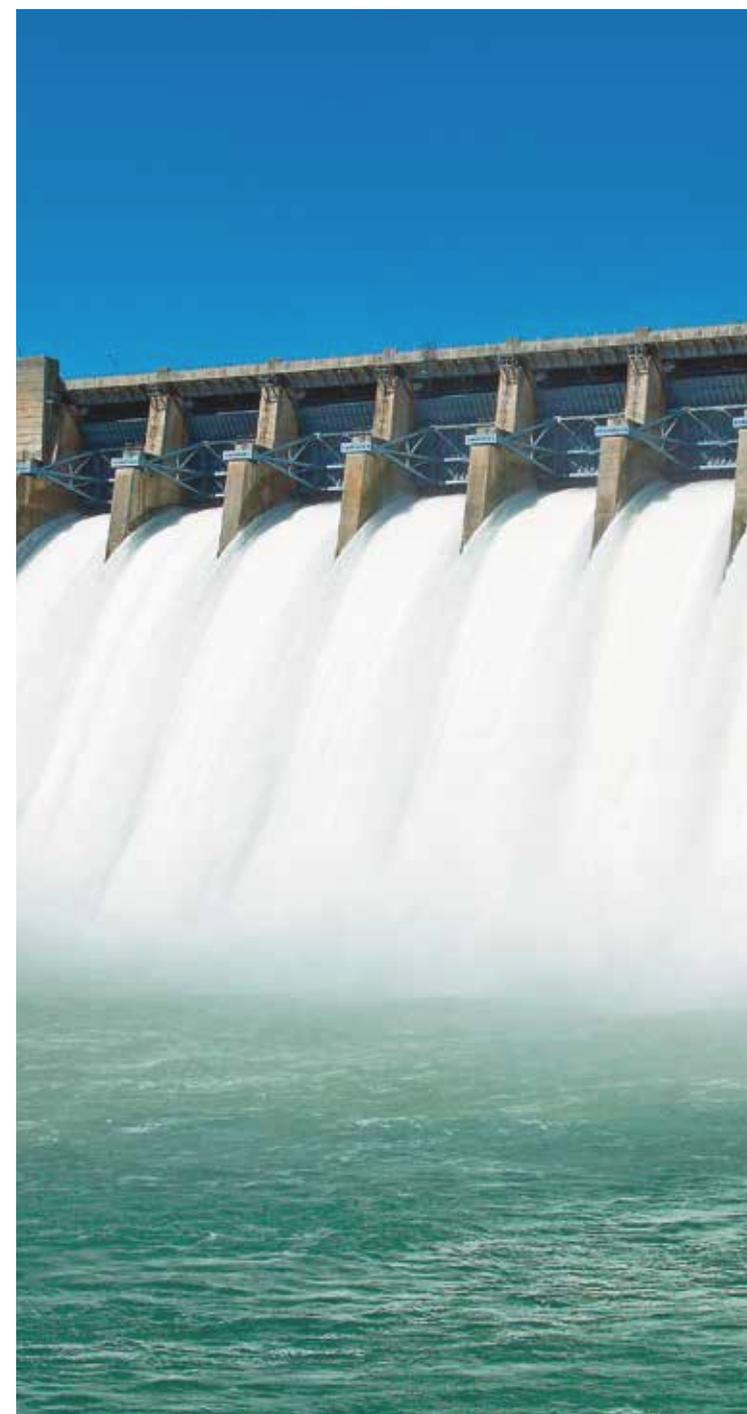


Foto: www.shutterstock.com



IMPACTOS DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD

A partir de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas en noviembre de 1992, el sector eléctrico en el Perú ha experimentado grandes cambios regulatorios, desde la introducción de los esquemas de fijación de tarifas eléctricas eficientes y el establecimiento de los mecanismos de licitaciones de energía de largo plazo, hasta los nuevos enfoques económicos para supervisar la calidad y la seguridad del suministro eléctrico. Osinerghmin ha cumplido un papel muy importante en todo este proceso al mantener la articulación y el equilibrio de intereses entre el Gobierno, las empresas prestadoras de los servicios eléctricos y los ciudadanos. Mediante la regulación, Osinerghmin ha permitido que las empresas concesionarias puedan obtener un retorno razonable por sus inversiones, y ha procurado la protección de los derechos de los usuarios eléctricos.

La interacción entre las empresas y la población mediante la regulación requiere, en general, que Osinerghmin garantice la eficiencia económica en el sector, para que el servicio eléctrico se suministre al mínimo costo posible, en condiciones de seguridad y calidad adecuadas, así como de forma oportuna y equitativa. En general, como se puede apreciar en este capítulo, la actuación de Osinerghmin ha generado impactos favorables en el bienestar de los usuarios y ha permitido un crecimiento sostenido del sector eléctrico, lo cual ha impactado positivamente en los niveles de empleo, inversiones, recaudación fiscal y crecimiento del país.

Eco. Arturo Leonardo Vásquez Cordano,
Gerente de Políticas y Análisis Económico de Osinerghmin





09

EL FUTURO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

PROYECTOS Y DESAFÍOS



Foto: www.shutterstock.com

“

El futuro de la industria eléctrica

Proyectos y desafíos

Los resultados macroeconómicos vistos en el **capítulo 8** demuestran que el sector eléctrico es uno de los más relevantes del país y tiene importantes efectos multiplicadores en la mayoría de sectores de la economía. Asimismo, la electricidad seguirá jugando un papel esencial en el futuro del sistema energético nacional y en la satisfacción de las necesidades sociales de la población. El sector eléctrico es crítico para reducir la huella de carbono, y uno de los principales desafíos que enfrenta gira en torno a la promoción de energía segura, sostenible y asequible.

”

EL FUTURO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proyectos y desafíos

La infraestructura energética es esencial para el adecuado desarrollo de los mercados energéticos, en muchos casos, sectores donde la competencia se encuentra limitada al tener características de monopolio natural. Asimismo, el impacto económico de la misma depende, en gran medida, de la eficiencia de su establecimiento, operación y mantenimiento y de la calidad en su provisión. En los próximos años, uno de los principales desafíos del Perú será la implementación de infraestructura que permita continuar con el desarrollo del país, en donde se abran las puertas a proyectos de envergadura regional. Asimismo, es necesario una revisión sistemática e integral del funcionamiento del marco regulatorio eléctrico, a fin de adecuarlo al nuevo entorno, complejo y dinámico, que viene experimentando el país.

A la fecha, el requerimiento de infraestructura para subsanar y mantener el sistema eléctrico¹ asciende a casi US\$ 31 000 millones, cifra que representa alrededor del 20% del Producto Bruto Interno (PBI) de 2015². El **cuadro 9-1** muestra cuál es la situación para cada sector de la economía.

Para cerrar la brecha de infraestructura del sector eléctrico, es necesaria la ejecución de proyectos de inversión que permitan garantizar la seguridad del suministro eléctrico³. El Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) ha identificado en su Reporte de Inflación de setiembre de 2016⁴, los proyectos de inversión privados anunciados para el periodo 2016-2018 (ver **cuadro 9-2**), de los cuales los compromisos de inversión privada relacionados al sector electricidad representan el 12% del total.

Cuadro 9-1
Brecha de Infraestructura 2016 - 2025

Sector	Brecha (millones de US\$)	Porcentaje
Telecomunicaciones	27 036	17%
Agua y Saneamiento	12 252	8%
Infraestructura hidráulica	8477	5%
Transporte	57 499	36%
Energía	30 775	19%
Salud	18 944	12%
Educación	4568	3%
TOTAL	159 551	100%

Fuente: Plan Nacional de Infraestructura 2016-2025 – AFIN.

Cuadro 9-2
Compromiso de inversión privada 2016-2018 por sectores (Millones de US\$)

Electrodomésticos	2006 - 2018
Minería	8911
Hidrocarburos	4821
Electricidad	3985
Industria	2240
Infraestructura	5028
Otros Sectores	8142
Total	33 127

Fuente: Reporte de inflación setiembre 2016 – BCRP.
Elaboración: GPAE – Osinergmin.

A partir de las necesidades surgidas en el sector eléctrico y la importancia que este tiene para el desarrollo, tanto de la industria como de la población, se han dictado medidas que promuevan la inversión, afianzando la seguridad energética.

En el **capítulo 4** se mencionaron los principales instrumentos en los que se enmarca la política energética, así como la normativa orientada a la promoción de la inversión y desarrollo del sector eléctrico en el Perú. Entre ellos está la Política Energética Nacional del Perú, 2010-2040 (D.S. N° 064-2010-EM), el Plan Energético Nacional 2014-2025 elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), la Ley N° 27510, que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).

Además, se promulgó la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país, por la cual se declaró de interés nacional la implementación de medidas para garantizar la seguridad energética del país y se establecieron los principios para incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, además de beneficiar a los proyectos de gas natural (GN) y gas natural licuefactado (GNL) con el mecanismo de ingresos garantizados para aumentar la seguridad energética del sector eléctrico (los cuales son cubiertos por el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética, CASE).

Por otro lado, están las medidas dictadas por el Estado para la promoción de las



Foto: www.shutterstock.com

inversiones e incentivar y afianzar las Asociaciones Público-Privadas (APPs): El D.S. N° 104-2013-EF, que declara de interés nacional y prioritario la promoción y agilización de la inversión, y el D.L. N° 1224, Decreto Legislativo del Marco de promoción de la inversión privada mediante asociaciones público privadas y proyectos en activos.

Sobre las inversiones relacionadas netamente al sector eléctrico, corresponde mencionar el D.L. N° 1208, que promueve el desarrollo de planes de inversión en las empresas distribuidoras bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe) y su financiamiento, estableciendo un mecanismo que permita un mayor monto de inversiones en la mejora de la cobertura y la calidad de los servicios eléctricos.

El compromiso de inversión privada para el periodo 2016-2018 para el sector electricidad asciende a US\$ 3985 millones.

De acuerdo con el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)⁵, el Estado implementará un plan de reformas estructurales para alcanzar un crecimiento potencial de 5.0% a mediano plazo, mediante una mayor acumulación de capital (destrabe de proyectos de infraestructura y simplificación de sistemas de inversión) y ganancias de productividad (mayor formalización). Una de las estrategias relevantes es la política regulatoria pro-formalización, que incorporará las mejores prácticas de gobernanza de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, OCDE (análisis de impacto regulatorio, simplificación administrativa).

En la parte energética⁶, hay compromisos claves del Estado para promover las inversiones como: i) garantizar la seguridad en la cadena de suministro de GLP e hidrocarburos líquidos al mercado nacional, ii) generar un marco normativo que brinde señales económicas ciertas para las inversiones en el sector eléctrico, y iii) continuar con la promoción de una generación eléctrica basada en energías renovables.

Para lograr estos compromisos, el nuevo Gobierno ha solicitado la delegación de facultades, habiéndose hecho efectivo mediante la Ley N° 30506, Ley que delega en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en materia de reactivación económica y formalización, seguridad ciudadana, lucha contra la corrupción, agua y saneamiento y reorganización de Petroperú S.A.; siendo la restructuración de ProInversión una de sus acciones relacionadas a la promoción y desarrollo de las inversiones, con el fin de mejorar su eficiencia, calidad y agilidad de los proyectos de APPs a nivel nacional, regional y local.

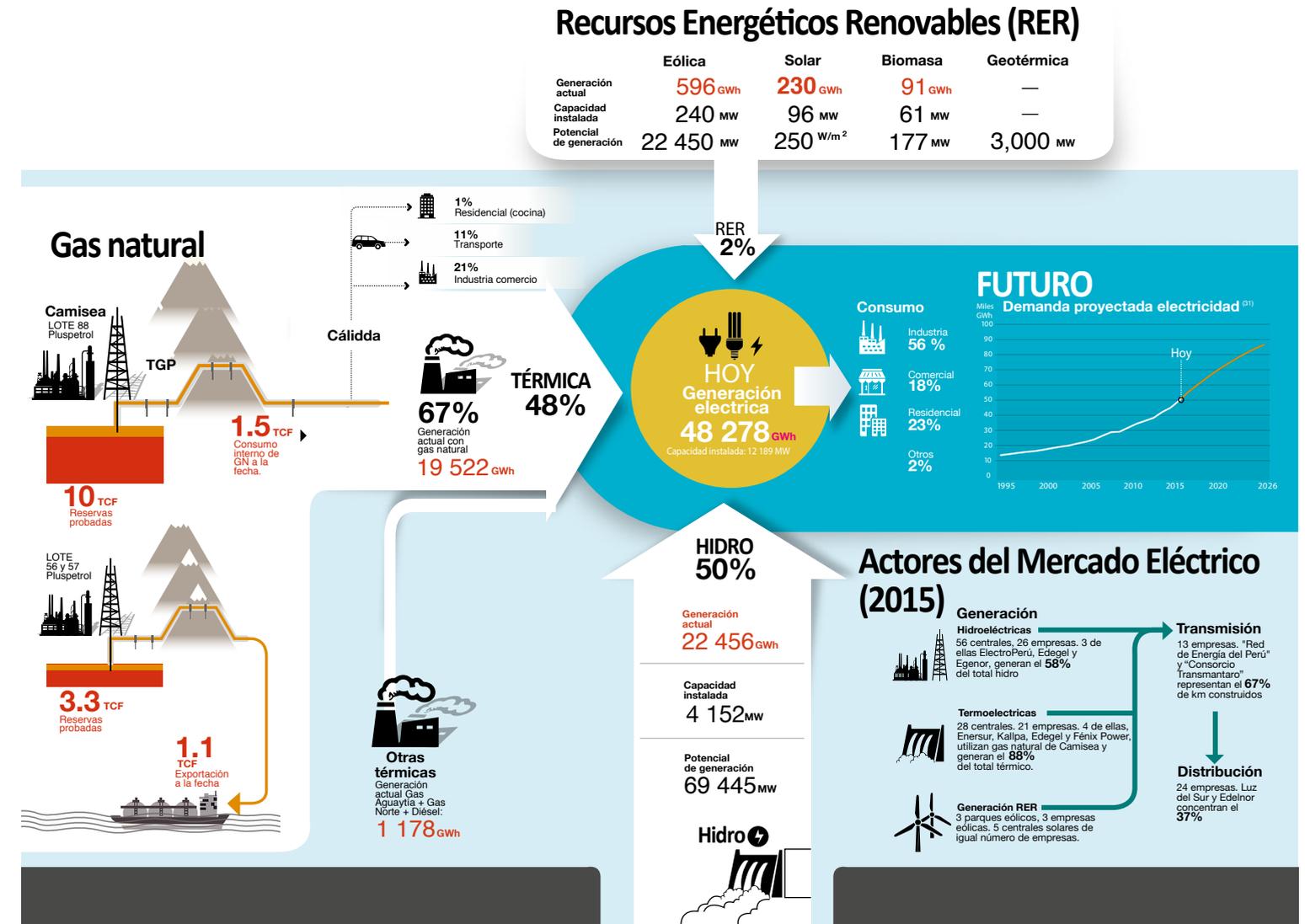
En las siguientes secciones se presentará, desde un enfoque prospectivo, cuál puede ser el desarrollo del sector eléctrico en el futuro, sus principales proyectos de inversión, mejoras para supervisión, así como sus retos y desafíos.

9.1. DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO

En la sección final del capítulo 2 se analizó la perspectiva internacional del sector eléctrico, en la que se espera un continuo dinamismo en la producción de electricidad, así como el aumento en la demanda de este servicio. Asimismo, el capítulo 7 mostró la evolución del mercado de electricidad en el Perú, señalando una tendencia creciente en el consumo y en la producción durante el periodo descrito.

En la ilustración 9-1 puede observarse un resumen del resultado del sector eléctrico peruano a 2015, desde la cantidad de insumos para la producción de electricidad, o el potencial de generación con el que cuenta la industria y la composición del mercado, evidenciándose una mejor visión de su desenvolvimiento para escenarios futuros. Por ello, se estima que para 2025, el crecimiento de la demanda de electricidad se base en el desarrollo de proyectos mineros e industriales, así como en una mayor facilidad para la realización de inversiones. Así, la demanda de potencia se ubicará entre 9500 MW y 12 300 MW, según un escenario de crecimiento del PBI entre 4.5% y 6.5%, respectivamente⁷. La producción de energía se verá incrementada debido a la entrada de mayores centrales hidroeléctricas, así como la generación termoeléctrica a base de gas natural, y la participación de los proyectos de Recursos Energéticos Renovables (RER), que se pretende alcancen el 5% de la producción nacional, adjudicados mediante subastas competitivas, las cuales se irán incorporando a partir del 2018.

Ilustración 9-1
Mercado eléctrico a futuro



Fuentes: Plan CC, MEM, COES, MINAM y Osinergrm. Elaboración: PLAN CC y GPAA-Osinergrm.

Con respecto al segmento de transmisión, avanzará según lo acordado dentro del Plan de Transmisión 2015-2024 del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) propuesto por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), que contempla la realización de 15 proyectos de transmisión, los cuales son detallados en el **acápito 9-1**. Este plan permitirá la integración regional en el país, otorgando nuevas oportunidades de inversión, así como la integración eléctrica de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).

Sobre la cobertura eléctrica, se encontrará cerca del 100% (ver **gráfico 9-1**) gracias al uso de redes convencionales y sistemas fotovoltaicos *off-grid*, llegando a atender a las poblaciones más alejadas. En la siguiente sección se presentarán los proyectos más importantes para los sectores de generación y transmisión, así como otros proyectos relacionados al uso de electricidad.

9.2. PROYECTOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

A FUTURO

Centrales de generación eléctrica

A continuación se detallan algunos de los proyectos de generación con mayor capacidad instalada pendientes a entrar en operación en los siguientes años. En el **cuadro 9-3** se muestran algunos datos importantes de estas centrales, así como otras que se encuentran actualmente en construcción.

a) Nodo Energético Sur-

Central Térmica Ilo

El proyecto del Nodo Energético Sur se encuentra incluido en la Ley N° 29970. Este consiste en la construcción de dos plantas de generación de 500 MW +/- 20% de capacidad cada una, operando a combustible dual (gas y diésel) a ser

instaladas en Mollendo (Central Termoeléctrica-C.T.- Puerto Bravo) e Ilo.

Esta última, la C.T. Ilo 4, ubicada en el departamento de Moquegua, se encuentra a cargo de la empresa Engie. La inversión estimada del proyecto es US\$ 432.4 millones. La capacidad de la central, según el contrato, es de hasta 600 MW; sin embargo, Engie viene instalando hasta el momento 735 MW. En una primera etapa, la central operará a diésel hasta que se encuentre disponible el gas natural. Hasta el momento se ha culminado la construcción de tres tanques para almacenamiento del combustible diésel de más de 10 000 m³.

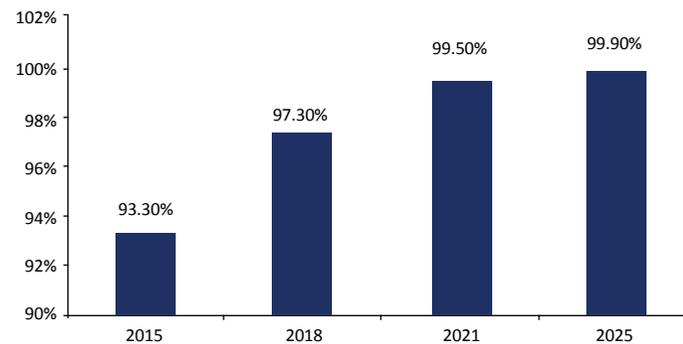
b) Central Hidroeléctrica Veracruz

El proyecto ubicado entre los límites de los departamentos de Cajamarca (provincia de Cutervo y Chota) y Amazonas (provincia de Utcubamba y Luya) tiene un monto de inversión de US\$ 1443.7 millones y abastecerá de energía a la zona norte del SEIN con una potencia de 635 MW. Esta central se conectará al SEIN mediante la línea de transmisión (L.T.) 500 kV S.E. Veracruz - La Niña, de 239.5 km.

c) Central Hidroeléctrica Chadín II

La central estará ubicada en el límite regional entre los departamentos de Cajamarca y Amazonas, permitiendo abastecer con energía a la zona centro del SEIN. El proyecto consiste en el aprovechamiento de un cañón en la cuenca del río Marañón para la construcción de la central, que contará con una presa de 175 metros de altura que formará un embalse de 1960 hm³ de agua para la generación de 600 MW de potencia.

Gráfico 9-1
Proyección del coeficiente de electrificación



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Cuadro 9-3
Principales proyectos de generación eléctrica a futuro

Nombre del Proyecto	Empresa	Ubicación	Potencia (MW)	Tipo de contrato	Inversión (Millones de US\$)	Avance ⁽⁴⁾
C.T. Ilo 4	Enersur S.A.	Moquegua	735	Compromiso de Inversión	432.4	96%
C.H. Veracruz	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Amazonas y Cajamarca	730	Concesión	1443.7	1.60%
C.H. Chadín II	AC Energía S.A.	Amazonas y Cajamarca	600	Concesión	2000 ⁽¹⁾	En estudios
C.H. San Gabán III	Hydro Global	Puno	205.8	Concesión	438	En estudios
C.S. Rubí	Enel Green Power S.A.	Moquegua	144.5	4ta. Subasta RER	264.1	En estudios
C.E. Parque Nazca	Enel Green Power S.A.	Ica	126	4ta. Subasta RER	196	En estudios
C.T. Chilca 2 ⁽²⁾	Enersur S.A.	Chilca	112.8	Autorización	140	96.5%
C.T. Santo Domingo de los Olleros ⁽³⁾	Termochilca	Lima	100	Autorización	180.5	31.6%
C.S. Intipampa	Enersur S.A.	Moquegua	40	4ta. Subasta RER	52.4	En estudios
C.H. Centauro I y II	Corporación Minera Perú	Ancash	25	Concesión	50.6	40%
C.H. Ángel I	Generadora Energía S.A.C.	Puno	19.9	1ra. Subasta RER	23.1	41%
C.H. Ángel II	Generadora Energía S.A.C.	Puno	19.9	1ra. Subasta RER	21.5	55%
C.H. Ángel III	Generadora Energía S.A.C.	Puno	19.9	1ra. Subasta RER	25.1	77%
C.H. Huatzoroki	Empresa Generación Hidráulica Selva S.A	Junín	19.2	2da. Subasta RER	23.2	16%
C.H. Santa Lorenza I	Empresa Generación Eléctrica Santa Lorenza S.A.C.	Huánuco	18.7	3ra. Subasta RER	41.7	9.6%
C.H. Marañón	Hidroeléctrica Marañón S.R.L.	Junín	18	Reserva Fría	94.4	68%
C.H. Yurucaya	Huaura Power Group S.A.	Lima	16.5	3ra. Subasta RER	34	58%
C.H. Raura II	Amazonas Generación	Lima	13	Concesión	20.5	En estudios
C.H. Colca	Empresa Generación Eléctrica Colca S.A.	Junín	12.1	3ra. Subasta RER	26.5	5%

Nota: ⁽¹⁾ Estimado. ⁽²⁾ Ampliación Chilca I. ⁽³⁾ Turbina a vapor-Ciclo combinado. ⁽⁴⁾ Porcentaje de avance de obras a setiembre 2016.

Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

d) Central Hidroeléctrica

San Gabán III

Mediante Prolinversión se promueve el proyecto, diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de la Central Hidroeléctrica San Gabán III, ubicada en el departamento de Puno. Se estima que la inversión será US\$ 438 millones y generará

más de tres veces el consumo eléctrico que tienen actualmente las ciudades de Puno y Juliaca (potencia instalada de 205.8 MW). San Gabán III utilizará el agua proveniente de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, y la energía generada será enviada al SEIN por la subestación Onocora o Azángaro mediante líneas de transmisión de 220 Kv.

e) Central Solar Rubí (RER)

La Central Solar (C.S.) Rubí, ubicada en Moquegua, es uno de los proyectos adjudicados en la cuarta subasta RER⁹ y aportará 144.5 MW de potencia cuando ingrese al SEIN. A la fecha, el proyecto se encuentra en estudios y tiene una inversión proyectada de US\$ 264.1 millones.

f) Central Hidroeléctrica

Ángel I, II y III (RER)

Los proyectos de las centrales hidroeléctricas Ángel I, II y III, ubicados en el departamento de Puno, fueron adjudicados en la primera subasta RER. Ángel I aprovechará las aguas de la cuenca del río Chiamayo y tiene un avance de 39%. Ángel II está ubicada inmediatamente aguas abajo del proyecto Ángel I y tiene un avance acumulado de 52%. Ángel III aprovechará las aguas turbinadas de Ángel II y tiene un avance de 75%. Cada central aportará al sistema 19.9 MW.

Líneas de transmisión

a) L.T. 500 kV Mantaro – Marcona

– Socabaya – Montalvo

La concesión de la línea de transmisión de 500 kV se encuentra a cargo de Consorcio Transmataro – CTM con una longitud aproximada de 900 km. Las subestaciones conectadas por la línea serán Mantaro en Huancavelica, Socabaya en Arequipa, Marcona en Ica y Montalvo en Moquegua. El monto de inversión asciende a US\$ 278.4 millones.

b) L.T. 220 kV Azángaro

– Juliaca – Puno

El proyecto comprende la construcción de 110 km de tendido en las provincias de Azángaro,

San Román y Puno. Además, incluye la ampliación de las S.E. Puno y S.E. Azángaro. La realización del proyecto permitirá la evacuación de la energía recibida por el SEIN, proveniente del ingreso de las centrales hidroeléctricas Ángel I, II y III y San Gabán I y II, debido a que el enlace de 138 kV existente no cuenta con la capacidad suficiente para el transporte de energía.

c) L.T. 220 kV Moyobamba – Iquitos

La construcción de la línea de transmisión es realizada por Líneas de Transmisión Peruanas S.A.C. e incluye las subestaciones S.E. Moyobamba en San Martín, S.E. Intermedio y S.E. Iquitos Nueva, ambas en Loreto. El monto de inversión asciende, a la fecha, a US\$ 499.2 millones. El avance global de la obra es de 17%. Se estima esté lista para 2019.

Proyectos en distribución

a) Iluminando Perú – Sistema

Ecológico de Alumbrado Público¹⁰

El ámbito de influencia del proyecto incluye las regiones donde brindan el servicio de generación y distribución de energía las empresas Electronorte S.A., Electronoroeste S.A., Hidrandina S.A. y Electrocentro S.A. Las provincias identificadas comprenden

los departamentos de Áncash, La Libertad, parte de Cajamarca, Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica, Ayacucho, Piura, Tumbes, Lambayeque y Amazonas.

El objeto del proyecto es la modernización, actualización y telegestión de la infraestructura de la red de alumbrado público de la empresa Distriluz S.A. y empresas pertenecientes al grupo Distriluz, así como la reconversión del alumbrado convencional a LED.

Así, el proyecto busca incrementar la percepción en la seguridad y la disminución de accidentes de tránsito gracias a una mejor iluminación y tener un menor consumo de energía que permita reducir las emisiones de CO₂, esperando un ahorro en energía del 50% comparado con el uso de lámparas convencionales.

b) Modernización del alumbrado

público en Arequipa¹¹

Esta iniciativa privada tiene como objetivo la revocación y mantenimiento de las unidades de alumbrado público en la ciudad de Arequipa para mejorar la eficiencia energética y garantizar la calidad del servicio de alumbrado público. El proyecto beneficiará a la población reduciendo el consumo energético y los costos de

mantenimiento, así como también brindando mayor seguridad en las calles gracias a una mejor iluminación.

Estos proyectos aún se encuentran en evaluación. El **mapa 9-1** muestra las zonas que serían beneficiadas.

Servicio eléctrico en el transporte masivo

El uso de transporte masivo es visto como una estrategia para la reducción de los gases de efecto invernadero (GEI). En nuestro país, el sector transporte representa cerca del 40% del consumo energético (ver **gráfico 9-2**) y el 11% del total de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI, 2009).

Una de las estrategias es el cambio en el modo de transporte de los ciudadanos desde autos particulares a unidades de transporte masivo. El alto nivel de utilización del transporte privado genera, además de mayores emisiones de GEI, altos niveles de congestión vehicular, inseguridad vial y la pérdida de horas hombres en transporte. En comparación con otros medios de transporte, el metro presenta menores emisiones por pasajero transportado (Ver **gráfico 9-3**). Por ejemplo, solo en Lima, son transportados un millón de pasajeros en taxi por km, generando 250 TM CO₂ vs 15 TM CO₂ generados en metro, siendo el taxi un medio de transporte muy ineficiente al recorrer muchos km y transportar pocos pasajeros.

El metro es el medio de transporte con mayor número de pasajeros transportados por km recorrido, además usa la electricidad como insumo energético para su funcionamiento, convirtiéndolo en el medio de transporte menos contaminante. Por ello, en el Perú, se emitió el D.S.



Cuadro 9-4
Proyectos de líneas de transmisión

Nombre del Proyecto	Empresa	Tensión	Longitud (km)	Inversión (Millones US\$)	Avance ⁽¹⁾
Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo	Consorcio Transmataro	500 Kv	900	500 Kv	75.9%
Azángaro - Juliaca - Puno	Transmisora Eléctrica del Sur 2 S.A.	200 Kv	110	200 Kv	53%
Moyobamba - Iquitos	Líneas de Transmisión Peruanas S.A.C.	200 Kv	636	200 Kv	17%

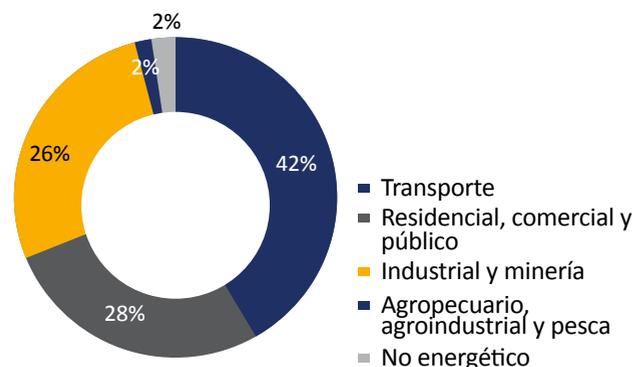
Nota: ⁽¹⁾ Porcentaje de avance de obras a setiembre 2016.

Fuente: DSE - Osinergmin. Elaboración: GPAAE – Osinergmin.

N° 059-2010-MTC, por el cual se aprobó la Red Básica del Metro de Lima conformada por cinco líneas. La Línea 1, que une Villa el Salvador con San Juan de Lurigancho, terminó de inaugurarse en 2014. A la fecha, se tienen en cartera los proyectos de la Línea 2 y la

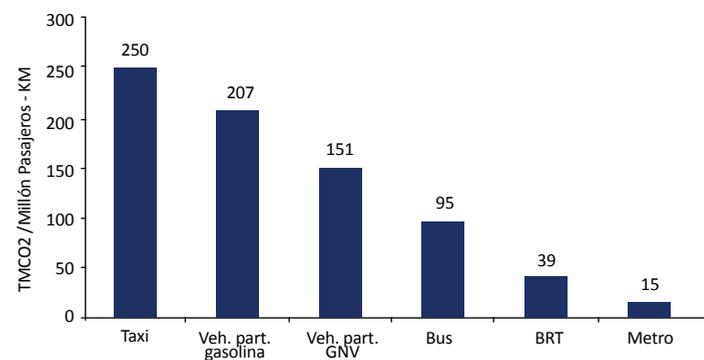
Línea 3 del Metro de Lima. El proyecto de la Línea 2, que unirá los distritos de Ate y El Callao, se desarrollará en tres etapas, entrando en funcionamiento el proyecto en conjunto en 2020. En el caso de la Línea 3, que conectará Puente Piedra

Gráfico 9-2
Participación del sector transporte en el consumo de energía



Fuente: Balance Nacional de Energía 2014 - MEM. Elaboración: GPAA - Osinergmin.

Gráfico 9-3
Emisiones por millón de pasajeros/km transportado



BRT= BUS RAPID TRANSIT, Metropolitano.

Fuente: AATE, estimaciones propias.

Mapa 9-2
Proyecto Red Básica del Metro de Lima



Fuente y Elaboración: MTC.

y San Juan de Miraflores, se encuentra actualmente en estudios y se proyecta el inicio de su construcción para 2021 (ver mapa 9-2).

La realización de los proyectos del Metro de Lima beneficiará a la población al reducir el tiempo de traslado de un punto a otro. Además, contribuirá a cuidar el ambiente, gracias a la utilización de electricidad como fuente de energía para su funcionamiento, al no emitir gases contaminantes en los centros urbanos. Según el estudio de factibilidad del proyecto de la Línea 2, el beneficio social por concepto de ahorro en tiempo de viaje, costo de operación vehicular, reducción de accidentes, reducción de contaminación y revalorización de terrenos sería de US\$ 2242 millones a 2020, US\$ 2944 millones a 2030 y US\$ 3383 millones a 2040.

Electrificación rural

Los proyectos de electrificación rural buscan ampliar la frontera eléctrica mediante la ejecución de obras de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), con tecnologías que optimicen costos para un mayor acceso de la población que está ubicada en zonas rurales, aisladas y de frontera al servicio eléctrico. En el capítulo 7 se ha podido apreciar el gran avance que se ha tenido en este tema para poder alcanzar las metas trazadas hasta el momento. Para seguir mejorando, se han considerado proyectos en niveles de tensión entre 33 kV y 66 Kv para la interconexión de los sistemas aislados o dar mayor potencia a las áreas cubiertas por redes de distribución que se encuentran saturadas. El cuadro 9-5 muestra las inversiones y metas de obras de electrificación rural contenidas dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural 2016-2025.

Cuadro 9-5
Inversiones y metas del Plan Nacional de Electrificación Rural 2016 - 2025

Proyecto	Periodo 2016 - 2025
Inversiones	Miles de Soles
Líneas de Transmisión	435 402
Sistemas Eléctricos Rurales	2 147 025
Centrales Hidroeléctricas	60 986
Módulos Fotovoltáicos	1 285 380
Obras empresas eléctricas	307 639
Total Inversiones	4 236 432
Metas	Habitantes
Población beneficiada	3 380 993

Fuente y Elaboración: Plan Nacional de Electrificación. DGE - MEM.

9.3. PERSPECTIVAS Y DESAFÍOS DE LA SUPERVISIÓN

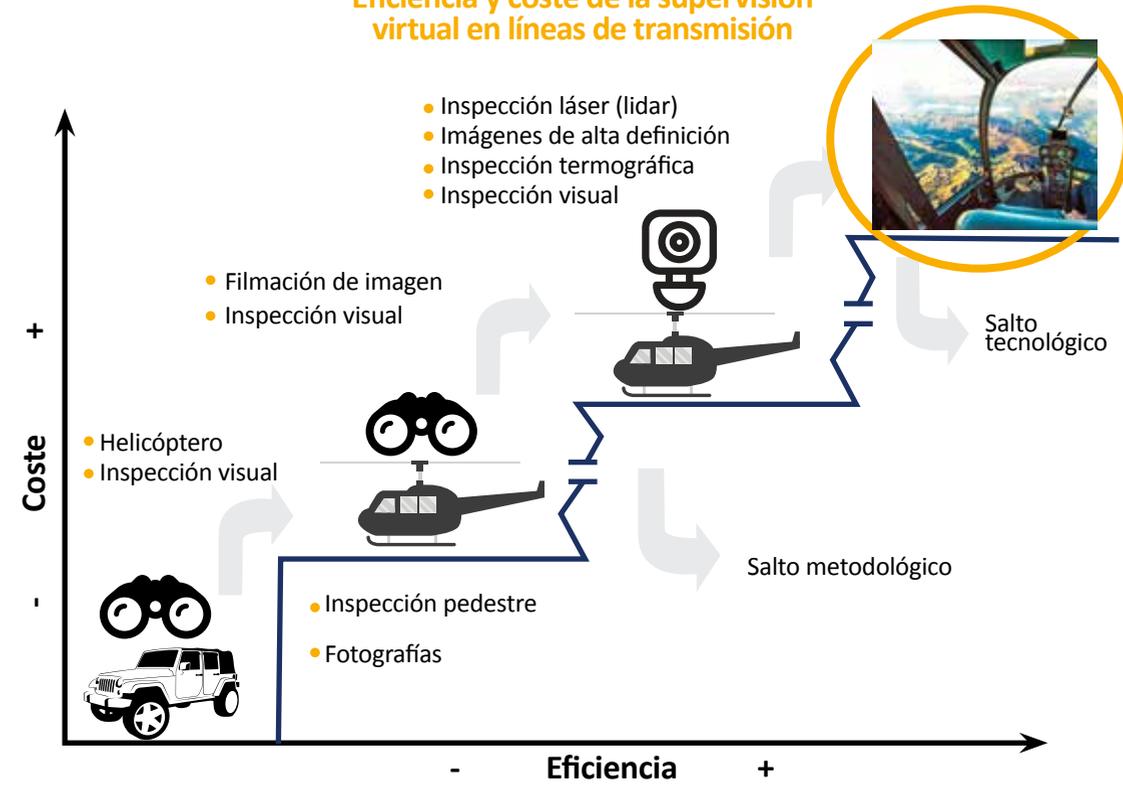
Supervisión virtual

La supervisión de las fajas de servidumbre¹² se realiza a partir de la información brindada una vez al año por las empresas concesionarias, con lo cual Osinergmin elabora el programa de supervisión para ser ejecutado a fin de realizar las inspecciones de campo correspondientes y realizar el informe de supervisión.

Al ser un limitante la forma de obtención de la información para realizar con mayor rapidez el proceso de supervisión, se pretende implementar un Piloto de Supervisión Virtual a realizarse mediante el uso de imágenes aéreas, lo que permitiría identificar de manera más fácil si se hace alguna violación a la normativa ya establecida, y se elimina la incertidumbre sobre los obstáculos que limitan el transporte de las líneas junto a herramientas de análisis necesarias que permiten optimizar la infraestructura.

Para ello se utilizaría el *Light Detection and Ranging* (Lidar), una técnica de teledetección de objetos que utiliza una luz láser para obtener una muestra de la superficie de la tierra. Funciona como un sensor óptico activo que transmite rayos láser hacia un objetivo en movimiento. El reflejo del láser del objetivo es detectado y analizado por los receptores en el sensor Lidar. Estos receptores tienen gran precisión geométrica y alto nivel de detalle, ya que registran el tiempo exacto desde que el pulso láser dejó el sistema hasta cuando este regresó,

Ilustración 9-2
Eficiencia y coste de la supervisión virtual en líneas de transmisión



Fuente: DSE – Osinermin.

permitiendo calcular la distancia límite entre el sensor y el objetivo. Estas medidas de distancia, junto a la información con respecto a la ubicación, se transforman en medidas de puntos tridimensionales que permiten una visualización en tercera dimensión (3D) (ver ilustración 9-2).

Monitoreo del SEIN en tiempo real

Como se mencionó en el capítulo 6, la supervisión de la operación y/o eventos del SEIN se realiza a la fecha mediante el SCADA¹³. En ese sentido, se busca aprovechar la información disponible de SCADA y pasar

de una supervisión reactiva a una predictiva al contar con información, en tiempo real, de las redes eléctricas que permitiría estar alerta ante algún posible evento de desconexión del SEIN; mejorando así la supervisión para la alineación de la demanda con restricciones en el suministro, optimizando la utilización y confiabilidad de la red (ver gráfico 9-4).

Una de las herramientas a utilizar es el Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS¹⁴ por sus siglas en inglés) para poder visualizar en los mapas, mediante el uso de coordenadas, las salidas y/o eventos que ocasione la interrupción del servicio eléctrico,

permitiendo usar esta información junto con el SCADA, ya que ambas herramientas pueden ser integradas.

Smart Grid (Redes inteligentes)¹⁵

Como se mencionó anteriormente, Osinermin cuenta con herramientas aplicativos que permiten realizar algunas de sus funciones de supervisión mediante la recepción de información, entre las que se destacan SCADA, Extranet y Sisuplac¹⁶.

El avance de la tecnología ha permitido la aparición del uso de los *Smart Grid*,

cuyos beneficios fueron mencionados en el capítulo 1, y su implementación mejoraría la forma en la que se realiza la supervisión, ya que permitiría unificar en una sola base de datos la información obtenida mediante el Extranet, SCADA y Sisuplac, y tener acceso en tiempo real a la información relevante y disponible de las empresas concesionarias. También permitiría conocer de manera inmediata algún problema operacional y realizar las acciones correctivas de manera más rápida ahorrando tiempo y costos.

Entre otras herramientas que permiten la mejora de la supervisión del sector eléctrico se encuentra la supervisión georreferenciada, el sistema de inteligencia de negocios y el sistema de información e integración de indicadores. Gracias a ellas se podrá sintetizar data que ayude a tener una mejor visualización de la actividad del sector y que indique qué

acciones se deben tomar para gozar de un sistema eléctrico seguro y confiable.

9.4. DESAFÍOS DE LA REGULACIÓN EN EL SECTOR ENERGÍA

El regulador energético tiene un papel fundamental en el desarrollo del sector eléctrico, asegurando el acceso y la calidad del servicio público, facilitando la inversión en infraestructura y la protección de la neutralidad de mercado. La responsabilidad del Estado es la de establecer objetivos estratégicos claros a largo plazo, asegurando un marco adecuado para su consecución mediante la regulación económica. Ya en el capítulo 4 se había mencionado cuál era la intervención de Osinermin, tanto en el ámbito económico como social, dentro del sector eléctrico. Bajo ese contexto, los retos y oportunidades del sector se pueden clasificar, en concordancia con los objetivos

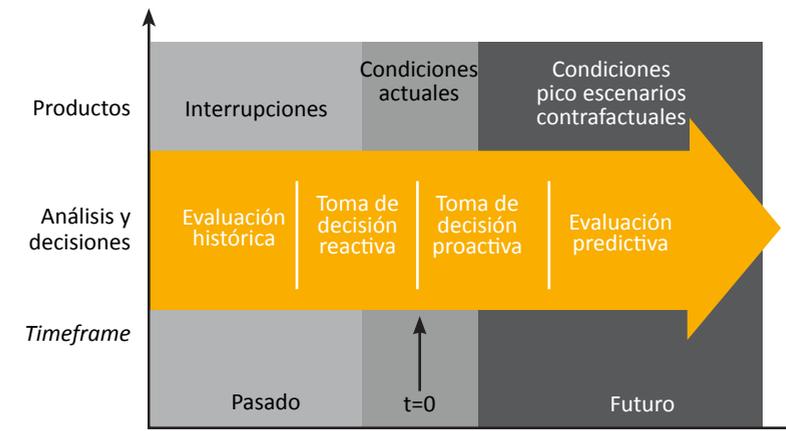
del plan energético nacional, en tres grandes ejes: la seguridad del suministro, la competitividad y la sostenibilidad. A continuación, se describirá cada uno de ellos junto con los retos y desafíos relacionados a la interconexión eléctrica y el desarrollo de los RER.

Seguridad energética

Desde el punto de vista económico, Boji y Toman (1996) definen la seguridad energética como el inverso de aquella pérdida de bienestar como resultado de la variación en el precio o la disponibilidad física de la energía. Hamilton (1983), Burbidge y Harrison (1984), y Gisser y Gooswin (1986) encontraron una relación negativa entre el precio del petróleo y la actividad económica. Por tanto, la seguridad energética no solo estaría relacionada con *shocks* de precios, sino también con la disponibilidad física de la energía (suministro continuo del servicio), debido a que los precios no siempre son capaces de igualar la oferta y la demanda de energía, pudiendo producirse interrupciones de suministro energético.

Al no ser posible almacenar la electricidad a costos razonables, es preciso contar con una capacidad de generación para cumplir con los requerimientos de la demanda de suministro eléctrico en tiempo real, manteniendo centrales de generación que cuenten con disponibilidad de ofrecer capacidad cuando sea requerida, sobre todo en los momentos de máxima demanda o cuando ocurran contingencias (cortes, mantenimiento o caídas de energía) que afecten el suministro, permitiendo mejorar la confiabilidad del sistema.

Gráfico 9-4
Monitoreo en tiempo real del SEIN



Fuente y elaboración: DSE – Osinermin.

Así, la confiabilidad se encuentra relacionada con la seguridad y la adecuación. La seguridad hace referencia a la habilidad del sistema eléctrico para responder ante contingencias a corto plazo (salidas no programadas de planta, desbalances de oferta y demanda). Por otra parte, la adecuación guarda relación con la habilidad del sistema eléctrico para responder a los requerimientos de energía en todo momento, teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable de salidas de elementos del sistema no programadas (Osinergmin, 2014)¹⁷.

Al respecto, en un contexto de crecimiento sostenido, las inversiones en infraestructura energética son esenciales para garantizar el dinamismo económico. En el caso del sector eléctrico, las medidas de expansión pueden establecer mecanismos puramente de mercado (i.e. rentas de congestión, derechos financieros de transmisión) y medidas basadas en la planificación de acuerdo a un costo eficiente de expansión.

Específicamente en la generación eléctrica, los mercados de solo energía muestran dificultad para contar con la seguridad del suministro de la generación apropiada debido a ciertos riesgos, algunos de ellos ya descritos en el capítulo 2. Asimismo, los mecanismos de pago de capacidad y las reservas estratégicas en el Perú no han logrado brindar la predictibilidad que permita un crecimiento del sector basado en reglas de mercado. Así, el desarrollo de un mercado de capacidad permitiría brindar la previsibilidad y coherencia en la expansión de la generación eléctrica. El precio resultante de su establecimiento sería consecuencia del equilibrio entre la oferta y la demanda en el tiempo, estableciéndose reglas precisas sobre la remuneración en base a la provisión de capacidad en situaciones de escasez del suministro.

En el caso de la infraestructura de transmisión eléctrica, a pesar de los avances en la planificación establecidos a partir de la Ley N° 28832, son necesarias

nuevas reformas que permitan superar las fallas regulatorias existentes y sostener el crecimiento del sector. A la fecha, existe una abundante y compleja regulación normativa que debería revisarse tanto para beneficio de las actividades del regulador como de las empresas reguladas. Esto es particularmente importante en los sistemas de transmisión secundarios, donde existe un problema de coordinación entre empresas de transmisión y distribución eléctrica. Asimismo, por parte del ente rector de la política energética, resulta necesario establecer ciertos criterios para la provisión de infraestructura energética, asegurando su eficiencia, especialmente en asociaciones público privadas, mediante la planificación por medio de métodos de análisis costo-beneficio, y buscando las alternativas más eficientes.

Competitividad

Dentro de este eje se encuentran contenidas las señales para el funcionamiento eficiente del sector. En las industrias de redes, es preciso dar señales claras para garantizar un uso eficiente de la infraestructura energética. Así, se necesita un marco normativo que fomente las operaciones y uso más eficiente de la red, por ejemplo, distribuyendo adecuadamente los costos de la utilización entre los agentes participantes. En el caso de la actividad de transmisión eléctrica, se aprecia la necesidad de uniformizar criterios y metodologías de asignación de responsabilidad de pago (en proporción al beneficio económico que las instalaciones ofrecen a los usuarios y generadores). Fomentar la competitividad es promover la eficiencia energética. Esto puede ser desarrollado mediante la innovación (*Smart Grids*), y en un primer momento podría incluir la generación distribuida¹⁸ y la gestión de demanda¹⁹.



Foto: www.shutterstock.com

Otro punto importante es agregar a la regulación por incentivos basado en insumos (*input-based*), la regulación basada en performance (*output-based*). Mediante la regulación por performance, la empresa es remunerada de acuerdo con la provisión de niveles adecuados de calidad de servicio. De esta forma, la tarifa del usuario refleja de manera correcta el nivel del servicio realmente brindado por la empresa. Asimismo, establecer penalidades de acuerdo con la base tarifaria en el caso de la transmisión eléctrica, puede generar incentivos directos para las empresas, complementando con la aplicación de multas. En el caso de la distribución eléctrica, este mecanismo ha sido adoptado recientemente mediante Decreto Legislativo N° 1221, el cual instaura la regulación por performance. Sin embargo, en el caso de contratos de infraestructura por licitaciones, se debería establecer de una forma explícita la calidad dentro de la fórmula tarifaria.

Sostenibilidad

Sobre el aspecto de la sostenibilidad, el contexto actual promueve la transición energética hacia un sistema productivo bajo en combustibles fósiles, por lo cual la electricidad será uno de los ejes principales. Sin embargo, existen grandes diferencias de opinión en cuanto a las cualidades de los métodos de producción de electricidad, ya sea nuclear, eólica, fotovoltaica, hidráulica o la quema de combustibles fósiles. Sobre este punto, la definición de un objetivo de matriz energética sostenible y confiable será necesaria para asegurar el abastecimiento energético en las próximas generaciones.

Acceso universal

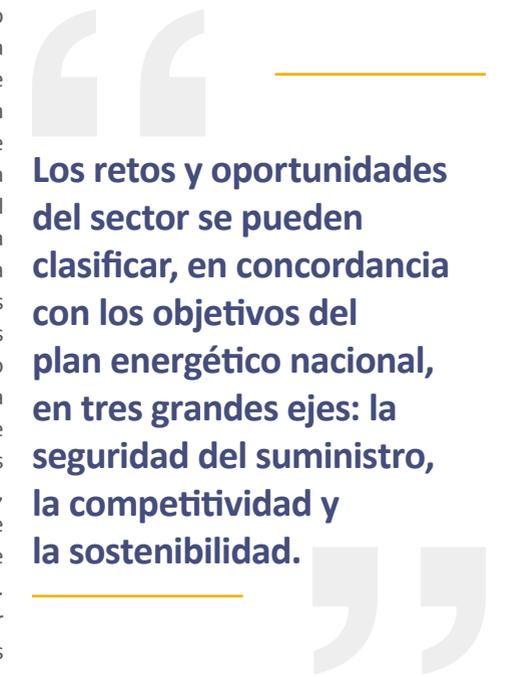
Lograr el acceso universal a los servicios energéticos es otro de los desafíos del sector. En algunos casos, puede haber cierta falta de claridad en cuanto a la política social, no

siendo preciso cuál es el rol del Ejecutivo y el regulador. En los últimos años, la reducción del número de hogares que se encuentran en una situación de pobreza energética se ha convertido en uno de los retos más importantes en política para nuestro país. En ese sentido, el Gobierno ha puesto en marcha una serie de políticas para hacer frente a la pobreza energética. En los próximos años, los desafíos estarán centralizados en mejorar el acceso universal energético mediante una regulación que promueva la expansión de la red eléctrica, mejore los criterios de focalización de los programas de acceso energético (FISE, FOSE) y expanda las redes de transporte y distribución de gas natural, cuando se presenten criterios de costo-beneficio. Asimismo, es imprescindible mejorar los procedimientos para facilitar las conexiones de gas natural y evitar que las que ya existen se encuentren inhabilitadas para su uso.

Integración eléctrica

La promoción de la integración energética regional tiene como objetivo brindar mayor seguridad en el abastecimiento energético, promover la inversión en infraestructura, promover la eficiencia de los sistemas interconectados y brindar mayor estabilidad en la red. La interconexión eléctrica del Perú con los países vecinos tiene un alto potencial de desarrollo hacia mediano y largo plazo, debido a que el país cuenta con los recursos energéticos necesarios y generación de energía eléctrica suficiente para tener capacidad de intercambio.

En este sentido, durante los últimos años, el Perú viene participando en proyectos de integración eléctrica, especialmente en el marco de la Comunidad Andina de



Los retos y oportunidades del sector se pueden clasificar, en concordancia con los objetivos del plan energético nacional, en tres grandes ejes: la seguridad del suministro, la competitividad y la sostenibilidad.

Naciones (CAN) y de la Unión de Naciones Suramericanas (Unasur).

La Decisión²⁰ 536 de CAN²¹, Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad, de fecha diciembre de 2002, permitió el desarrollo del Proyecto de Interconexión Eléctrica Perú-Ecuador a 220 kV. Bajo este se llegó a construir la infraestructura de transmisión para la transferencia de energía entre ambos países, que es utilizada para suministros extraordinarios de emergencia entre los dos países. Dicha norma creó, además, el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Electricidad (Canrel), integrado por los viceministros de energía y los presidentes de los organismos reguladores de electricidad de los países signatarios (actualmente estos son Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú).

Luego, la Decisión 757, Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú, de agosto de 2011, reemplazó a la Decisión 536 como instrumento que norma el intercambio de electricidad entre Perú y Ecuador²².

Así, el COES elaboró el Procedimiento Técnico N° 43, Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN (PR-43), que establece las condiciones, obligaciones y responsabilidades del COES y sus integrantes para llevar a cabo los intercambios de electricidad con Ecuador en el marco de la Decisión 757 de la CAN y el Decreto Supremo N° 011- 2012-EM. El PR-43 incluye la metodología para la determinación de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional, los excedentes para exportación y capacidad e importación, y la declaración de contratos para intercambios de electricidad.

A la fecha, aún no existen contratos con países como Colombia, Bolivia y Chile; sin embargo, paralelamente al foro de la CAN, los ministros de energía de estos países, junto a los de Ecuador y Perú, han acordado llevar adelante, apoyados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), un proyecto de integración para desarrollar un Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (foro Sinea). Sobre este proyecto, el BID ha realizado dos estudios, finalizados en 2014, en favor de la integración regional: uno de Armonización Regulatoria y otro de Planificación y Estudio de Factibilidad de las Infraestructuras de Integración Eléctrica de los Países Andinos.

A partir de estos estudios se han abierto las posibilidades para la integración eléctrica con Chile, que presenta un alto potencial



Foto: www.shutterstock.com

de importación de energía, especialmente en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), pues sus fuentes de generación térmica son a carbón y gas, este último, importado vía terminales de gas natural licuefactado (GNL). En el ámbito del Sinea, la interconexión entre Perú y Chile podría darse de dos maneras: i) bajo la construcción de una línea de transmisión de 150 MW en 220 kV entre Perú y el norte de Chile, y ii) una línea de transmisión de gran potencia en 500 kV. Ambas conexiones requerirán de convertidores de frecuencia, debido a la diferencia de frecuencias entre ambos países (60 Hz en Perú y 50 Hz en Chile).

Los resultados técnicos del estudio de Planificación de Infraestructura en el ámbito del Sinea pueden revisarse en el **acápito 9-3 del anexo digital**.

Asimismo, actualmente se encuentra en la Comisión de Energía y Minas del Congreso de la República el Proyecto de Ley N° 5201-2015-PE, que aprueba el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad, así como el Proyecto de Ley N° 00296-2016-PE, que propone someter a consideración del Congreso de la República

el Acuerdo entre el Perú y Brasil sobre Suministro de Electricidad y Exportación de Excedentes al Brasil (actualizado por acuerdo del Consejo Directivo número anterior 391-2011-PE).

Uno de los principales retos para lograr la interconexión eléctrica regional es la armonización regulatoria entre los países, la cual debe seguir principios claros y compartidos (principios de competencia y reciprocidad), considerando factores técnicos como la capacidad de interconexión, la coordinación técnica de sistemas y la seguridad jurídica.

Recursos energéticos renovables

En cuanto a los RER, uno de los principales desafíos para su desarrollo es la necesidad de implementar un sistema financiero interno más acorde con dichas infraestructuras. Una posible solución sería la estructuración de líneas de crédito y productos financieros atractivos, junto con instituciones financieras que mejor se adapten a los proyectos de energía limpia para fortalecer el sector.

No obstante, debe tenerse presente que el sector privado no solo puede contribuir con recursos financieros al desarrollo de los RER, sino que además puede ayudar con experiencia y habilidades requeridas para desarrollar, construir y operar en este tipo de proyectos a gran escala. Por ello, los esfuerzos de los gobiernos nacionales deben encontrarse orientados también a desarrollar estrategias que incentiven la incursión de las empresas privadas en el desarrollo de las tecnologías RER en sus diferentes etapas (financiamiento, construcción y operación).

Estas estrategias deben girar en torno a la creación de igualdad de condiciones

en términos de rentabilidad entre las tecnologías renovables y las convencionales. De igual forma, se debe proveer el fácil acceso al mercado y, por sobre todo, reducir los riesgos políticos y regulatorios sobre los retornos de la inversión. A ello se suma la mejora en los procedimientos administrativos que facilite la evaluación de estos proyectos, como la eliminación de barreras administrativas, y la redefinición de los procedimientos para obtener concesiones temporales y definitivas de generación de electricidad.

Sobre el diseño de mercado de los RER, es necesaria la innovación del sistema de subastas que incremente la competencia, aún más en un contexto donde los precios de adjudicación RER vienen obteniendo resultados mucho más competitivos²³, volviéndose un referente para las futuras licitaciones a realizarse en el Perú. Un claro ejemplo es lo sucedido en la última subasta realizada a mediados de 2016 en Chile, donde el precio promedio de adjudicación de la energía fue US\$ 47.5 por MWh, resultado obtenido debido a la nueva ley de licitaciones (Ley N° 20.805) que permitió el suministro de energía por bloques de horario con el fin de aprovechar las ventajas de cada tipo de tecnología, en especial la eólica y solar. Por ello, se hace necesaria la inclusión de procedimientos que permitan calcular la potencia y energía firme de las centrales renovables, permitiéndoles competir dentro del sistema de licitaciones junto con el resto de tecnologías.

Finalmente, la regulación en el sector eléctrico tiene desafíos en el futuro, consecuencia de los cambios tecnológicos y los cambios en las preferencias de los

Uno de los principales retos para lograr la interconexión eléctrica regional es la armonización regulatoria entre los países, la cual debe seguir principios claros y compartidos (principios de competencia y reciprocidad).

usuarios. Las tecnologías de la información y el empoderamiento del consumidor serán tendencias del sector en el futuro inmediato. Ante estas circunstancias, el regulador deberá evolucionar rápidamente y adaptarse al cambio. La independencia del regulador será una de las principales condiciones para cumplir con ese encargo desafiante.

9.5. ACCIÓN DE OSINERGMIN EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Pensando en el futuro del sector, el Estado ha trabajado para mejorar las condiciones que faciliten la inversión privada y las APPs, y definiendo políticas de seguridad energética a largo plazo. Por ello, es necesario encontrar un acuerdo entre la inversión y las políticas energéticas de forma que no se pretenda guiar el desarrollo de la infraestructura de los sistemas de generación solo mediante decisiones centralizadas, sino mediante la libre iniciativa en un contexto de alto crecimiento, con el objetivo de equilibrar la competitividad, la seguridad y la sostenibilidad energética. Por ello, se requiere de reformas de tercera generación como resultado de un análisis minucioso para continuar en la senda del crecimiento.



El RIA permite identificar claramente el propósito y los objetivos de las regulaciones y determinar las acciones necesarias para alcanzarlos.



El Ministerio de Energía y Minas (MEM) ha desarrollado el Plan Energético Nacional para el periodo 2014-2025, con el objetivo de contar con abastecimiento competitivo, lograr la seguridad y el acceso universal al suministro energético y desarrollar recursos energéticos óptimamente, con mínimo impacto ambiental y menores emisiones de carbono. Entre otras políticas adoptadas dentro del sector eléctrico se encuentran: tener la cobertura de electricidad cerca del 100%, el aumento de la contribución de las RER al 5% y seguir manteniendo un balance entre el uso de recursos hídricos y gas dentro del mix de generación eléctrica. Así, el MEM y Osinergmin trabajaron juntos en el **Libro blanco del marco regulatorio de la distribución eléctrica en el Perú**²⁴, con el objetivo de realizar una mejora en el marco normativo referente al cálculo de la retribución de las empresas de distribución.

Por su parte, el trabajo de Osinergmin se desarrolla alrededor de las tarifas u otras

medidas regulatorias, el uso de medios y tecnologías que permitan la evolución eficiente y sostenida del sector eléctrico. Así, Osinergmin ha establecido una serie de acciones que tienen como objetivo alcanzar las mejores prácticas dentro de los estándares de la OCDE (Principios de Gobernanza de los Organismos Reguladores), objetivo que se encuentra dentro del Decreto Supremo N° 10-2016-PCM. Este establece alcanzar una mayor confianza en las decisiones regulatorias, mediante la claridad de roles, prevención de influencia indebida, estructura del gobierno, rendición de cuentas y transparencia; mejorando así la institucionalidad del sector al promover una serie de políticas que permitan hacer crecer nuestra comunicación con los diferentes agentes y tener medios de intervención regulatoria superiores.

Asimismo, resulta de gran importancia la promoción de mejores prácticas regulatorias en el sector bajo el Análisis de Impacto Regulatorio (RIA, por sus siglas en inglés), herramienta que permite transparentar los objetivos de política de una regulación, haciendo más efectiva la comunicación con los grupos de interés²⁵. El RIA permite identificar claramente el propósito y los objetivos de las regulaciones y determinar las acciones necesarias para alcanzarlos. Por ello, Osinergmin se ha comprometido a fomentar la transparencia en las decisiones regulatorias mediante la introducción del RIA y, a su vez, impulsar la legitimidad y transparencia de los procedimientos de regulación tarifaria mediante la certificación internacional de los mismos (ISO 9001). En ese sentido, a la fecha, Osinergmin cuenta con una Guía RIA²⁶ que proporciona información a las Gerencias de Línea sobre los pasos y requerimientos a seguir al momento de elaborar un RIA²⁷, siguiendo las recomendaciones de las buenas prácticas en materia de análisis de

impacto regulatorio dadas por OCDE y diversas agencias reguladoras de países que pertenecen a esta organización.

Entre las propuestas normativas de Osinergmin para mejorar la regulación del sector se encuentra la unificación de los márgenes de reserva del SEIN y el desarrollo de un mercado de capacidad para los generadores. Por el lado de los RER, se propone la reducción del cargo por la Prima para sus proyectos y el desarrollo de un esquema de participación en las licitaciones de suministro de electricidad y ventas directas a usuarios libres mediante la modificación de la Ley N° 28832 y la evaluación de la ampliación de vigencia del Decreto Supremo N° 041-2008-EM que establece el costo marginal idealizado.

Entre otras propuestas, se encuentra la evaluación del valor vigente de la tasa de actualización del sector eléctrico (actualmente 12%) para conocer si aún este representa las condiciones económicas sobre las cuales se aprobó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), como la integración del esquema regulatorio en el segmento de transmisión eléctrica.

En este libro se ha intentado hacer una completa revisión de los acontecimientos ocurridos alrededor del sector eléctrico y su evolución en los últimos 25 años. El objetivo es presentar la información de manera didáctica y accesible, para de así poder acercar a los especialistas y estudiantes, así como al público en general, a esta valiosa información que compete a todos. **La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país** se propone entonces como un libro de consulta y referencia para los futuros estudios acerca del sector.



Foto: www.shutterstock.com



LOS RETOS A FUTURO

La industria del sector eléctrico en el Perú mantiene retos por superar. El acceso a la electricidad de ciertas poblaciones, sobre todo rurales, es aún limitado. Para mejorar esta situación, el énfasis no debería estar orientado solo a la cobertura, sino también al establecimiento de un sistema eléctrico confiable. La disponibilidad de diversas fuentes para la generación de electricidad en el país, así como de nuevas tecnologías, posibilitan alcanzar la meta. Es por eso que el desempeño de la industria no solo debería centrarse en el acompañamiento al crecimiento poblacional, sino también ser impulsor de desarrollo. En este camino, la interconexión internacional en condiciones competitivas de intercambio, significaría una oportunidad para que el sistema eléctrico peruano se consolide como industria promotora e integradora.

Osinergmin deberá seguir cumpliendo un rol fundamental. Como regulador de las tarifas tiene que procurar que el sector opere de manera eficiente, determinando precios que reflejen una adecuada asignación de recursos y proporcionen señales de mercado correctas. En este proceso, como supervisor del sector, debe velar porque los consumidores puedan acceder a un servicio acorde con estándares de seguridad y calidad del más alto nivel, que garantice la confiabilidad en el sistema. De ser necesario, podrá promover la desregulación en la industria donde sea factible, así como sancionar aquellas conductas que impidan o limiten el funcionamiento de la industria eléctrica en las condiciones reguladas.

El desempeño del sector eléctrico peruano requiere de una institución fuerte, con autonomía en la toma de decisiones para el funcionamiento eficiente de su mercado. Por eso, Osinergmin debe mantener su liderazgo como organismo público y seguir implementando buenas prácticas regulatorias que contribuyan al desarrollo de una industria capaz de impulsar el bienestar de la población y la economía del país.

*Eco. Félix Suto Fujita,
Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin*





Conclusiones

El presente libro tiene como objetivo poner en perspectiva el desarrollo de la industria eléctrica en el Perú. De esta forma, se ha efectuado un balance de los principales aspectos relacionados con este sector, desde la reforma producida a inicios de la década de los años noventa hasta nuestros días. El sector eléctrico ocupa un lugar muy importante en las sociedades modernas: es el soporte del crecimiento e influye de manera positiva en la calidad de vida de las personas.

La influencia del sector eléctrico en el desarrollo de la economía peruana ha sido relevante y se espera que su impacto dinamizador continúe siendo importante en los próximos años. De esta forma, el presente libro ha presentado sus características económicas y técnicas esenciales, y ha revisado y analizado los antecedentes nacionales e internacionales de esta industria. Asimismo, se ha presentado el marco regulatorio y los sistemas de supervisión de seguridad industrial y calidad aplicables al sector, su influencia e impacto económico en el país, así como los principales retos a futuro para la industria.

ANTECEDENTES NACIONALES E INTERNACIONALES

El sector eléctrico en el mundo está experimentando una etapa de transición destinada a sostener una sociedad en continuo desarrollo mediante un suministro eléctrico competitivo, seguro y fiable. La última década se caracterizó por una serie de sucesos que impactaron en el sector eléctrico, como la disminución significativa en el costo de las tecnologías renovables, el descubrimiento de nuevas fuentes de gas natural (gas de esquisto) y el desarrollo tecnológico (*smart grids*), entre otros. Esto ha permitido a un número de países descarbonizar el sector, aumentar la seguridad energética y reducir la dependencia de la importación de combustibles.

En el presente libro se ha analizado, de manera general, el importante crecimiento de la industria eléctrica en el mundo, especialmente en los países no pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Asimismo, se resalta el crecimiento del sector en el Perú reflejado, por ejemplo, en el crecimiento de la producción

eléctrica, la capacidad instalada, el número de clientes y el coeficiente de electrificación rural.

El sector eléctrico en el Perú seguirá su dinamismo en el futuro, en concordancia con el crecimiento económico. La mayor oferta y demanda de electricidad estarán asociadas por los niveles de rentabilidad del sector y la mayor demanda eléctrica, relacionada al desarrollo de proyectos mineros e industriales y al sector residencial.

Uno de los principales retos a futuro será cerrar la brecha de infraestructura energética con el desarrollo de nuevos proyectos mediante Asociaciones Público-Privadas (APP's) y continuar con la mejora en el diseño de contratos y los mecanismos de licitaciones competitivas. Asimismo, se debe seguir expandiendo el consumo energético, promoviendo la masificación de fuentes de energía limpia, como la extensión de la electricidad a las zonas rurales por medio de los métodos más económicamente factibles. El presente libro permite apreciar que el sector eléctrico en nuestro país cuenta con un gran horizonte de desarrollo.

DESARROLLO HISTÓRICO DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD EN EL PERÚ

La electricidad en nuestro país tiene más de cien años de historia. Como servicio público, comenzó en Lima en 1886 (siendo presidente del Perú el general Andrés A. Cáceres), cuando la compañía Peruvian Electric Construction and Supply inauguró el alumbrado de la Plaza de Armas y de algunas calles del centro de Lima, que luego se extendió a los domicilios. El primero de enero de 1902 se inauguró oficial-

mente el servicio público general, que cubría la demanda de 115 mil habitantes de la ciudad de Lima.

A partir de ese momento, la industria eléctrica se expandió de una manera rápida. En la década de los noventa, existió un cambio fundamental en la regulación de este sector: el enfoque se orienta a lograr la suficiencia en el suministro eléctrico mediante una economía integrada y mercados competitivos. Es importante señalar que de acuerdo con lo señalado, en la Constitución de 1993, el papel empresarial del Estado ocupa un lugar subsidiario. Así, el Perú implementó un régimen legal enfocado en el libre mercado y en la promoción de la inversión privada, el cual incluyó a la industria eléctrica. De esta forma, se liberalizó el acceso de los inversionistas al mercado de la generación, transmisión y distribución.

La conclusión a la que se puede llegar es que la infraestructura eléctrica es esencial para el adecuado desarrollo de nuestro país. Asimismo, en muchos casos, la regulación en su provisión es necesaria debido a que la competencia en infraestructura eléctrica se encuentra limitada al tener características de monopolio natural. Su impacto económico depende, en gran medida, de la eficiencia del establecimiento, operación y mantenimiento, así como de la calidad de su provisión. Una inadecuada provisión de los servicios eléctricos puede generar problemas en las inversiones ligadas a sobrecostos para los usuarios, inadecuado retorno para las empresas proveedoras y riesgos de las infraestructuras, los cuales afectan la provisión de la misma a largo plazo.

La regulación del sector eléctrico, por lo tanto, es fundamental para el adecuado funcionamiento del sector energético, siendo un reto fundamental continuar con los principios de eficiencia económica y calidad que han caracterizado el crecimiento del sector en los últimos 25 años.

MARCO REGULATORIO Y SISTEMAS DE SUPERVISIÓN DE SEGURIDAD Y CALIDAD APLICABLES A LA INDUSTRIA

La industria eléctrica en el Perú tuvo una reforma fundamental a inicios de la década de 1990. Esta amplia reordenación del sector tuvo su origen en la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, en la que se establecieron las principales características del modelo organizativo de la industria que, en lo funda-

mental, se mantiene hasta nuestros días. La liberalización y las reformas introdujeron competencia en determinados segmentos del suministro eléctrico para promover una asignación eficiente de los recursos. Asimismo, ocasionaron la separación vertical de esta industria. En el sector eléctrico se combinan segmentos susceptibles de ser competitivos como la generación y la comercialización, con segmentos con estructura de monopolio natural como el transporte y la distribución. De este modo, los aspectos claves de la reforma son la promoción de la competencia efectiva en los segmentos competitivos, la regulación tarifaria eficiente en los sectores con características de monopolio natural y el acceso no discriminatorio a las redes eléctricas.

La reestructuración de la industria eléctrica establece importantes cambios en el funcionamiento del sistema y la planificación del sector. La industria eléctrica desregulada se basa en la introducción de la competencia y la creación de mercados. El reto para las autoridades regulatorias es diseñar las reglas de mercado que permitan promover la competencia en el sector, la correcta provisión de calidad en el suministro de los servicios eléctricos y adecuados niveles de seguridad para la sociedad.

Las actividades de la industria energética están sujetas a una serie de riesgos que pueden provocar accidentes y perjuicios sociales significativos, tanto en la etapa de construcción de la infraestructura de producción, transporte y distribución, como en la etapa de operación comercial. Los perjuicios sociales se manifiestan, por ejemplo, en la figura de daños al ambiente, afectaciones negativas a la integridad de las personas o daños económicos a terceros.

Los sectores de transmisión y distribución de electricidad constituyen industrias con características de monopolio natural, donde las consideraciones tecnológicas y económicas limitan las empresas participantes en el mercado. De esta manera, la duplicidad de estas infraestructuras, las cuales son indispensables para la provisión de estos servicios, sería ineficiente, por lo cual las mismas son operadas por una sola empresa.

En la literatura económica, así como en la práctica de la política pública, los diferentes mecanismos de regulación a menudo han sido evaluados en su capacidad para facilitar el acceso no discriminatorio a la red y establecer incentivos adecuados para la eficiente actuación. Sin embargo, cada uno de estos regímenes re-

gulatorios, en su carácter general, también establecen incentivos particulares para la inversión en infraestructura de red. Estos incentivos son, a menudo, complementados además por los regímenes específicos para el modelo regulatorio básico. En este contexto, la regulación económica es importante al determinar el nivel de ingresos que perciben las empresas por la prestación del servicio, así como cuestiones relacionadas a las tarifas de acceso a la infraestructura, la calidad del servicio y la expansión de las redes.

La regulación de los precios para los monopolios naturales se enfoca en replicar las condiciones que enfrentarían las empresas reguladas en un mercado competitivo; por ejemplo, fijando parámetros que reflejen los costos de producción y limitando las ganancias extraordinarias. En este contexto, se brindan señales adecuadas a los consumidores sobre los costos sociales de producción y de expansión del servicio eléctrico.

En su rol de supervisor, Osinermin tiene a su cargo los procedimientos de supervisión y fiscalización de condiciones de seguridad de las instalaciones energéticas, así como en la calidad de los servicios energéticos (por ejemplo, la calidad del servicio eléctrico, la seguridad de las infraestructuras eléctricas, etc.).

De esta forma, el regulador, al momento de fijar las tarifas de las empresas reguladas *a priori*, no puede conocer los costos eficientes de proveer el servicio eléctrico y ni identificar los esfuerzos de las empresas por reducir costos o sus esfuerzos para cumplir con las normas de seguridad. Para mitigar este problema los regímenes regulatorios modernos se enfocan en adoptar mecanismos de incentivos, que motiven a las firmas a revelar información sobre sus costos y condiciones de demanda, a realizar actividades destinadas a reducir costos y a cumplir con las normas. En este caso, esta forma de regulación es superior a aquellas destinadas a solo fijar tarifas en base a los costos reportados por las empresas (tasa de retorno) o a exigir un determinado comportamiento a la empresa regulada (comando y control).

En este caso, en el Perú, las disposiciones legales vigentes establecen los requerimientos que deben cumplir las empresas eléctricas con respecto a la seguridad de las actividades energéticas y normas técnicas que regulan los aspectos relacionados y la calidad y seguridad en la prestación del servicio.

INFLUENCIA E IMPACTO ECONÓMICO Y SOCIO AMBIENTAL EN EL PAÍS

En este libro se presenta una estimación de la relevancia e impactos generados por el sector eléctrico en nuestro país, así como una estimación económica de la labor de Osinermin a través de su intervención en los mercados.

Se analiza en primer lugar la importancia del sector eléctrico en la economía peruana. De esta forma, se ve la relevancia de la industria eléctrica en algunas variables macroeconómicas como el Producto Bruto Interno (PBI), la balanza comercial, los ingresos fiscales y el empleo.

Así también, se hace un ejercicio de simulación que estima los efectos que trae consigo una reducción de la producción eléctrica bajo el marco de un modelo de equilibrio general de la economía peruana. Esto permite evaluar el valor de la confiabilidad en el suministro eléctrico, al estimar los costos del inadecuado suministro de energía sobre la economía en su conjunto. Los resultados obtenidos muestran que una reducción en la generación eléctrica: i) disminuye el PBI, ii) disminuye la balanza comercial y iii) reduce los niveles de bienestar de los consumidores peruanos. En términos concretos, en un escenario conservador, las simulaciones muestran que la confiabilidad del suministro eléctrico actual permitiría evitar que el PBI disminuya 0.23%, la balanza comercial empeore en 0.22%, y el resultado fiscal primario se reduzca en 0.09%

De igual forma, se estima el impacto de la promoción de la generación en base a RER. Esta tiene principalmente el beneficio de la reducción de los Gases de Efecto Invernadero (GEI), como consecuencia de la comparación entre el factor de emisión de las energías renovables y el de la red eléctrica existente. Así, los proyectos RER habrían mitigado 4.6 millones de tCO₂ desde el inicio de sus operaciones, habiendo generado un beneficio de US\$ 499 millones (en valores monetarios de 2015) durante el periodo 2008-2015.

Por otro lado, las actividades de Osinermin en el mercado eléctrico habrían tenido impactos importantes en el bienestar de los peruanos. En el presente libro se ha calculado la magnitud de los beneficios asociados a la regulación tarifaria, la supervisión de la calidad del suministro y el monitoreo de la seguridad de las actividades eléctricas. En primer lugar, la regulación tarifaria aplicada

a las empresas de distribución, que consiste en generar incentivos para que las empresas disminuyan sus niveles de pérdidas de energía, habría generado un efecto positivo en el bienestar de los consumidores valorizado en cerca de US\$ 252 millones (en valores monetarios de 2015). En segundo lugar, las actividades de supervisión del alumbrado público y contraste de medidores habrían mejorado el bienestar de los consumidores, al generarles ganancias de bienestar valorizadas en US\$ 397 millones (en valores monetarios de 2015) durante el periodo 2004-2015. Finalmente, la regulación preventiva de los accidentes habría generado un beneficio para los consumidores de US\$ 362 millones (en valores monetarios de 2015) durante el periodo 2009-2015.

En conclusión, el análisis de impacto presentado en este libro muestra que no se habrían obtenido los beneficios estimados para la economía peruana y los consumidores eléctricos sin un adecuado accionar de las diferentes instituciones públicas competentes, como es el caso de Osinerghmin. La aplicación de reglas regulatorias estables a lo largo del tiempo y de la ejecución de una supervisión altamente especializada para garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad contribuyó de manera significativa.

PRINCIPALES RETOS A FUTURO PARA LA INDUSTRIA

Durante los últimos 25 años, el sector eléctrico ha tenido una gran expansión. El crecimiento de la oferta energética no solo acompañó el avance, sino lo anticipó e hizo posible que la economía peruana se consolide. Asimismo, la demanda de energía se ha cuadruplicado durante este periodo.

En los próximos años, los principales desafíos que enfrenta el sector eléctrico giran en torno a la difícil tarea de suministrar energía de manera segura, sostenible y asequible. En otras palabras, los retos y oportunidades del sector eléctrico se pueden clasificar, en concordancia con los objetivos del plan energético nacional, en tres grandes ejes, en los cuales se ubican los retos particulares del sector. Estos tres ejes son la seguridad del suministro, la competitividad y la sostenibilidad.

El Perú cuenta con recursos energéticos necesarios para ser considerado un importante centro de integración energética en la región. De tal forma, uno de los principales intereses de nuestro país será promover la integración de la energía regional, la cual permitiría

cumplir con los pilares de la política energética nacional, en especial el eje de competitividad y de seguridad.

La integración energética regional supone una serie de beneficios para los países que la alcanzan: promueve la eficiencia, brinda una mayor seguridad en el abastecimiento energético y dinamiza la inversión.

Osinerghmin tiene un papel fundamental en el desarrollo del sector eléctrico, asegurando el acceso y la calidad de los servicios públicos, facilitando la inversión en infraestructura y la protección de la neutralidad del mercado. Finalmente, la regulación del sector eléctrico tiene desafíos en el futuro, consecuencia de los cambios tecnológicos y de las preferencias de los usuarios. Las tecnologías de la información y el empoderamiento del consumidor serán tendencias del sector en un futuro inmediato. Ante estas circunstancias, el regulador deberá evolucionar rápidamente y adaptarse. La independencia será una de las principales condiciones para cumplir con ese encargo desafiante.

Asimismo, en su rol de supervisor, Osinerghmin tendrá como reto mejorar sus procedimientos de supervisión y fiscalización de las condiciones de seguridad de las instalaciones energéticas, así como en la calidad de los servicios eléctricos. En el caso de la supervisión y fiscalización, una de las principales características es la existencia de información asimétrica entre el regulador y las empresas reguladas. Al respecto, las alternativas tecnológicas, como la supervisión georreferenciada y el monitoreo en tiempo real del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), servirán como alternativas para la mejor supervisión del sector eléctrico.

Arturo L. Vásquez Cordano,
Editor General en Jefe
Osinerghmin.



Foto: www.shutterstock.com



Foto: www.shutterstock.com



Foto: www.shutterstock.com



Foto: www.shutterstock.com

Notas

CAPÍTULO 1

1. Dammert et al. (2008) señalan que un watt o vatio representa el trabajo realizado por 1.25×10^{18} electrones para desplazarse de un punto a otro, empleando un joule de fuerza (J) durante un segundo (s).
2. Para una descripción más detallada de los aspectos técnicos vinculados a la energía eléctrica, el lector puede revisar a Dammert et al. (2011) o Narbel et al. (2014).
3. La demanda eléctrica vegetativa está vinculada a la demanda derivada de los sectores residenciales, comerciales, medianas empresas industriales y alumbrado público.
4. Estos conceptos serán detallados en la sección de oferta del presente capítulo.
5. La integración vertical en una determinada industria se evidencia cuando un mismo propietario o empresa matriz realiza y opera conjuntamente las actividades en distintas fases de la industria analizada.
6. Para mayores detalles vinculados a la operatividad de cada diseño de mercado, el lector puede revisar los trabajos de Belyaev (2011) y Dammert et al. (2008).
7. Biggar y Hesamzadeh (2014) identifican varios métodos de transformación, como el efecto fotoeléctrico, electroquímica y el efecto termoeléctrico, entre otros.
8. Existe un monopolio natural cuando la producción de uno o más bienes y/o servicios está vinculada a la presencia de subaditividad de costos, es decir, que es más económico para la sociedad que una sola empresa provea estos bienes y/o servicios (Panzar, 1989 y Gallardo, 1999).
9. Dammert et al. (2008).
10. Las pérdidas son proporcionales a la corriente (I) y la resistencia según la siguiente fórmula: $I^2 \times R$.
11. Basado en Dammert et al. (2008).

12. En Perú, el operador del sistema eléctrico es el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Se profundizará en las funciones de este operador, así como en el diseño del mercado peruano en el **capítulo 4**.
13. *Value of Lost Load*.

CAPÍTULO 2

1. Para una definición de energías renovables, ver el **capítulo 5** del presente libro.
2. G7 o Grupo de los 7 es un grupo informal integrado por Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón y Reino Unido, cuyo peso político, económico y militar es relevante a escala global.
3. G20 o Grupo de los 20 es un foro de 20 países más la Unión Europea, donde se reúnen jefes de estado. Está constituido por el G7, Rusia, Arabia Saudita, Argentina, Australia, Brasil, China, Corea del Sur, India, Indonesia, México, Sudáfrica, Turquía y la Unión Europea.
4. En el **capítulo 5** del presente libro se explica el marco regulatorio y mecanismos utilizados en el Perú para incentivar las inversiones en energías renovables.
5. Los datos presentados en esta sección corresponden a información recopilada por la División de Estadísticas de la Organización de las Naciones Unidas, la cual solo tiene datos disponibles a nivel agregado para Sudamérica hasta 2013.
6. Evento con un lapso de ocurrencia de cada dos a siete años relacionado a la temperatura en aguas superficiales del Océano Pacífico tropical. La fase cálida se conoce como El Niño, y su fase fría como La Niña.
7. A inicios de 2016, el fenómeno de El Niño ocasionó sequías en Venezuela y Colombia, que a su vez generaron una reducción en la producción de electricidad de las centrales hidroeléctricas y amenazaron con provocar racionamiento en el suministro eléctrico.
8. Un ejemplo de los efectos negativos que podrían tener eventos climáticos sobre la infraestructura eléctrica ocurrió en 1998, cuando las fuertes lluvias ocasionaron un aluvión que sepultó parte de la Central Hidroeléctrica de Macchupicchu y la dejó inoperativa por varios años.

9. En Romero, Chisari, Mastronardi y Vásquez (2015) se realiza la cuantificación de diferentes escenarios de restricciones en el transporte de gas natural y líquidos de gas natural, empleando un modelo de equilibrio general computable (MEGC).

CAPÍTULO 3

1. Edison empleó la corriente continua. Sin embargo, años más tarde, Nikola Tesla generaría energía eléctrica mediante la corriente alterna, lo cual originó una disputa entre ambos personajes. Para mayor detalle ver **anexo digital A.3-1**.
2. Antúnez de Mayolo (1930).
3. La instalación se dio solo cuatro años después de que Nueva York inaugurase su alumbrado público.
4. La R.D. 2064/INC declaró a la central de Qorimarca como bien inmueble Patrimonio Cultural de la Nación.
5. Los productores de petróleo del Medio Oriente declararon un embargo a Estados Unidos y otros países industrializados como respuesta a la guerra de Yom Kippur en 1973.
6. *IBRD. The Current Economic Position and Prospects of Peru* (1973).
7. Electro Nor Oeste, Electro Norte, Electro Norte Medio, Electrolima, Electro Centro, Electro Sur Medio, Sociedad Eléctrica de Arequipa, Electro Sur, Electro Sur Este y Electro Oriente.
8. PNUD/Banco Mundial (1990).
9. La LCE menciona que los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se deberán estructurar de modo que promuevan la eficiencia del sector.
10. El listado completo de la normativa actual será revisado en el **capítulo 4**.

CAPÍTULO 4

1. En el caso peruano, de acuerdo con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-1997-EM, la calidad del servicio eléctrico está compuesta por la calidad técnica, la comercial y del alumbrado público, medidas que

tienen por finalidad garantizar la seguridad pública para beneficio de los consumidores.

2. Para mayores detalles sobre el problema de la selección adversa, ver Laffont y Martimort (2002) y el **capítulo 3**.
3. Otra definición de calidad óptima es aquella que minimice la suma del coste total de la provisión de calidad por la red y el coste asociados a la calidad para los usuarios.
4. Si bien la distribución y comercialización se consideran como dos actividades diferentes en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), en la práctica, generalmente, ambas actividades son desarrolladas por las empresas concesionarias de distribución.
5. A la fecha, se está a la espera de la aprobación del Reglamento de Mercado de Corto Plazo para su implementación.
6. Los costos marginales del sistema tienen un comportamiento variable a lo largo del día, meses y año, debido a que dependen de múltiples factores, como el nivel de la demanda y las temporadas climáticas durante el año –aproximadamente 50% de la producción en 2015 fue hidroeléctrica, tomando en cuenta que en el año existen épocas con niveles mínimos (estiaje) y máximos (avenida) de las aguas de los ríos–. Una mayor demanda o una disminución de los caudales de los ríos implica que incluso, generadoras menos eficientes entren a operar. Para mayor detalle ver el **capítulo 7**.
7. Por ejemplo, en la valorización contable de las empresas, a partir de los libros contables de los activos (*Historic book values*), el valor presente de los *cash-flows* futuros (*Net present value*) o el *cash* generado por vender activos (*Net realizable value*).
8. Mediante una empresa de referencia, es decir, el valor de una empresa ficticia que realice el servicio a un mínimo costo según ciertos criterios.
9. Más detalle en Grossman y Hart (1983).
10. Los precios firmes son válidos durante toda la vigencia de los contratos firmados y son independientes de la situación del mercado *spot* de electricidad (mercado de corto plazo). Asimismo, solo son actualizados en función a ciertos índices (tipo de cambio, precios del petróleo residual, precio del diésel, precio del gas natural y precio del carbón). Esto

permite que los inversionistas tengan seguridad con respecto a las tarifas que percibirán por la venta de la energía eléctrica.

11. Artículo 6 de la Ley N° 28832.
12. Para el cálculo del PNG se retiran los peajes de transmisión de los precios en barra a fin de no realizar una doble contabilidad.
13. De acuerdo con la Ley N° 28832, el Plan de Transmisión es propuesto por el COES, revisado por Osinergmin y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas cada dos años.
14. Los métodos de repartición del cargo de acceso por el uso determinan el cargo de cada agente en función a criterios que indica el nivel de uso de cada agente de la infraestructura.
15. Marco Legal de la Regulación de Distribución: i) Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) y su Reglamento (Decreto Supremo 009-93-EM); ii) Ley General de Electrificación Rural (Ley N° 28749) y su Reglamento (Decreto Supremo 025-2007-EM); iii) Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas (Ley N° 27838), Norma procedimientos para Fijación de Precios Regulados (Resolución Osinergmin 080-2012-OS/CD), Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica (Ley N° 27510), DL que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica (DL N° 1221), Decreto Legislativo que modifica la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (DL N° 1207).
16. Este método genera incentivos para invertir de forma óptima.
17. La ZRT comprende áreas definidas geográficamente para lograr el acceso al servicio eléctrico de todos los habitantes del país, las cuales, preferentemente, consideran el límite del ámbito de las regiones donde opera el concesionario respectivo.
18. Sector de Distribución Típico 4: Urbano Rural. Típico 5: Rural de media densidad. Típico 6: Rural de baja densidad.
19. Es el cargo de energía ajustado que se usa como referencia para la aplicación del MCTER.

CAPÍTULO 5

1. Los GEI incluyen el dióxido de carbono, el metano, el óxido nitroso, el ozono y otros.

2. Entre los compromisos más representativos se encuentran el Protocolo de Kioto (1997), el Acuerdo de Copenhague (2009) y la Plataforma de Durban (2011). Mediante el Protocolo de Kioto, los países desarrollados se comprometieron a reducir sus emisiones de GEI.

3. Costo Teórico de Generar Energía Eléctrica (incluye inversión inicial, tasa de descuento, vida de la instalación, así como el costo de operación y mantenimiento). Se utiliza para comparar, bajo un mismo marco de referencia, la competitividad de diferentes tecnologías de generación (EIA, 2015).
4. Una fuente intermitente se define como aquella con variabilidad no controlable y parcialmente impredecible (Pérez-Arriaga y Battle, 2012).
5. El proceso de la RRA implica una evaluación integral de las condiciones de un país, e identifica las acciones necesarias para superar los obstáculos que impiden el despliegue de las energías renovables.
6. También llamado precio de reserva, precio base o precio máximo de adjudicación. Establece un precio máximo por encima del cual las ofertas no se consideran. Si este precio no está determinado correctamente, existe el riesgo de que se contrate una cantidad sub óptima de energías renovables porque podrían rechazarse ofertas razonables que se encuentren justo por encima del precio.
7. El Artículo 5 del DL N° 1002 y Artículo 19 del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación se le remunera vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a costo marginal a corto plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i).
8. Área geográfica rural cuya población no cuenta con redes ni servicio de electricidad (D.S. N° 020-2013-EM).
9. Es el conjunto de elementos que permite dotar de electricidad a un usuario ubicado en un área no conectada a red.
10. Monto total que equivale a un precio único por concepto de venta o compra de energía y potencia.

11. Incluye plantas de generación eléctrica en operación comercial que no han sido adjudicadas mediante subasta. Este es el caso de la central termoeléctrica Maple Etanol y de la central hidroeléctrica Pías I.

CAPÍTULO 6

1. Para más detalles ver Dammert, A. et al. (2004).
2. Sistemas de gestión de la calidad (ISO 9001:2008). ISO (Organización Internacional de Normalización) es una federación mundial de organismos nacionales de normalización (organismos miembros de ISO). La Norma ISO 9001 fue creada por el Comité Técnico ISO/TC 176, Gestión y aseguramiento de la calidad, Subcomité SC 2, Sistemas de la calidad. Promueve la adopción de un enfoque basado en procesos cuando se desarrolla, implementa y mejora la eficacia de un sistema de gestión de la calidad para aumentar la satisfacción del cliente mediante el cumplimiento de sus requisitos.
3. Procedimiento aprobado con Resolución Osinermin N° 078-2007-OS/CD.
4. Escala de multas aprobada mediante Resolución Osinermin N° 142-2008-OS/CD.
5. Procedimiento aprobado con Resolución Osinermin N° 193-2004-OS/CD y actualizado mediante Resolución Osinermin N° 047-2009-OS/CD.
6. Escala de multas aprobada mediante Resolución Osinermin N° 141-2011-OS/CD.
7. Procedimiento aprobado con Resolución Osinermin N° 005-2004-OS/CD y actualizado mediante Resolución Osinermin N° 680-2008-OS/CD.
8. Procedimiento para la supervisión de la Contrastación de medidores de energía eléctrica aprobado mediante Resolución N° 227-2013-OS/CD.
9. Los indicadores SAIFI y SAIDI fueron aprobados mediante Resolución Osinermin N° 074-2004-OS/CD. Dicho procedimiento fue actualizado con la Resolución Osinermin N° 177-2012-OS/CD. Mayores detalles sobre las mejoras en la supervisión de calidad de

suministro se pueden consultar en Inga y Méndez (2011).

10. Procedimiento aprobado mediante Resolución Osinermin N° 161-2005-OS/CD y actualizado mediante Resolución Osinermin N° 225-2012-OS/CD.
11. Escala de Multas aprobada mediante Resolución Osinermin N° 434-2007-OS/CD.
12. Procedimiento aprobado con Resolución Osinermin N° 193-2004-OS/CD y actualizado mediante Resolución Osinermin N° 047-2009-OS/CD.
13. Procedimiento para la atención y disposición de medidas ante situaciones de riesgo eléctrico grave. Resolución N° 107-2010-OS/CD.
14. En el Artículo 230 de la Ley N° 27444 se señala: “3. Razonabilidad (...) las sanciones a ser aplicadas deberán ser proporcionales al incumplimiento calificado como infracción, debiendo observar los siguientes criterios que en orden de prelación se señalan a efectos de su graduación:
 - a. La gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido;
 - b. El perjuicio económico causado;
 - c. La repetición y/o continuidad en la comisión de la infracción;
 - d. Las circunstancias de la comisión de la infracción;
 - e. El beneficio ilegalmente obtenido;
 - f. La existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor”.
15. En el marco jurídico peruano, son los usuarios afectados quienes deben exigir compensaciones por vía civil en el Poder Judicial por los daños causados por las infracciones de las empresas, por lo cual la sanción administrativa no puede incorporar el 100% del valor del daño en la sanción.
16. Resolución del Consejo Directivo Osinermin N° 269-2014-OS/CD que aprueba el “Procedimiento administrativo de atención de reclamos de los usuarios de los servicios públicos de electricidad y gas natural”.
17. Para mayores detalles sobre el procedimiento de reclamos implementado por Osinermin, ver Schmerler (2010).
18. El Tastem fue creado mediante Decreto Supremo N° 067-2007-PCM,

como órgano de segunda y última instancia para resolver los recursos de apelación, en lo que resulte competente de acuerdo con lo que establezca el Consejo Directivo de Osinermin. Posteriormente, mediante las Resoluciones N° 175-2010-OS/CD, 176-2010-OS/CD, 047-2011-OS/CD, 057-2013-OS/CD, 227-2012-OS/CD, 211-2013-OS/CD y 075-2015-OS/CD se establecieron y precisaron las competencias de las Salas 1 y 2 del Tastem.

19. Equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida para una empresa distribuidora, y pueden ser clasificadas en pérdidas técnicas (calentamiento de cables) y comerciales (como robos o errores de medición). Si las pérdidas son mayores, la empresa tiene que comprar más energía para cumplir con sus contratos de distribución.
20. Antes de la promulgación de la LCE, las tarifas eléctricas se fijaban sobre la base de costos contables de las empresas de electricidad, fuertemente influenciadas por criterios políticos, generando grandes pérdidas financieras para el sector (Bonifaz, 2001).
21. Proviene del término inglés *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) mediante el cual se controlan y supervisan las condiciones operativas del SEIN.
22. Vanos de líneas de transmisión que incumplen las normas técnicas, seguridad y ambiente. Establecido mediante Resolución Osinermin N° 264-2005-OS/CD, que establece la supervisión de deficiencias en seguridad de líneas de transmisión y de zonas de servidumbre.
23. Presidencia del Consejo de Ministros (2013). Las Municipalidades del país contarán con agentes Osinermin para atender quejas y denuncias de usuarios. Recuperado de <http://www.pcm.gob.pe/2013/03/municipalidades-del-pais-contaran-con-agentes-osinermin/>

CAPÍTULO 7

1. Según el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), el subsector electricidad, gas y agua representó 1.8% del Producto Bruto Interno (PBI) en 2015. A su vez, la electricidad representó alrededor del 80% del subsector (1.5% del PBI).
2. Los autoprodutores o productores para uso propio están conformados por empresas que cuentan con grupos de generación

eléctrica empleados en sus procesos industriales. A 2015, los autoprodutores que tenían la mayor capacidad instalada eran Pacific Stratus Energy del Perú S.A. (135.8 MW), Peru LNG S.R.L. (104.8), Pluspetrol Perú Corporation S.A. (60 MW) y Unión Andina de Cementos S.A.A. (58.3 MW).

3. Los usuarios libres son los usuarios conectados al SEIN no sujetos a regulación de precios, mientras que los usuarios regulados están sujetos a la regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dentro de los usuarios libres se encuentran, principalmente, las empresas mineras e industriales.
4. El número de clientes libres y regulados señalados corresponde al número de contratos firmados entre clientes y las empresas de distribución y/o generación. De esta manera, si un cliente tiene dos contratos firmados será contabilizado como dos consumidores.
5. La zona centro incluye las siguientes regiones: Áncash, Lima, Huánuco, Pasco, Junín y Huancavelica.
6. La zona sur incluye las siguientes regiones: Ica, Ayacucho, Apurímac, Cusco, Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna.
7. La zona norte incluye las siguientes regiones: Tumbes, Piura, Lambayeque, Cajamarca, La Libertad, Amazonas y San Martín.
8. La zona oriente incluye las siguientes regiones: Loreto, Ucayali y Madre de Dios.
9. Marco Macroeconómico Multianual 2014 – 2016. Disponible en https://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2014_2016_Rev.pdf. Último acceso: 29/09/2016.
10. Anuario Ejecutivo de Electricidad 2014 (noviembre 2015), Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica. pp 18.
11. Revisar a Tamayo et al. (2014) para mayor detalle con respecto al Proyecto Camisea.
12. El margen de reserva efectivo se calcula con la siguiente fórmula: $\text{margen de reserva efectivo} = \frac{\text{potencia efectiva} - \text{máxima demanda}}{\text{máxima demanda}}$. Conviene señalar que existen otros conceptos de margen de reserva, como por ejemplo el margen de reserva

- firme que se calcula empleando la potencia firme de las centrales de generación.
13. Las pérdidas de energía o potencia se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas son causadas por las propiedades físicas de los componentes del sistema eléctrico. Por otro lado, las pérdidas no técnicas son generadas por factores externos a los sistemas eléctricos como robos de energía, errores de medición (lectura) y errores de facturación. Ver Suriyamongkol, D. (2002) pág. 85. Las pérdidas no técnicas, por su naturaleza, suelen presentarse en las redes de distribución. El ratio de pérdidas en el sistema de distribución se define como las pérdidas en distribución entre la energía entregada al sistema de distribución en media y baja tensión.
 14. Las normas que emite la Comunidad Andina (CAN) se denominan Decisiones y están por encima de las normas con rango de ley que emite el Congreso.
 15. Para una mayor explicación del Precio a Nivel Generación véase el **capítulo 4** del presente libro. Las ponderaciones que recibe cada componente son relativamente estables y a agosto de 2016 eran 11% para el precio en barra y 83% para los precios firmes resultado de las licitaciones.
 16. El concepto de costo marginal idealizado fue introducido vía el Decreto de Urgencia N° 049-2008.
 17. De acuerdo con informes del COES debido a las elevadas tasas de crecimiento de la demanda interna del país en el periodo 2006-2008, se preveía que en los siguientes años el margen de reserva se reduciría por lo que podrían existir problemas para atender de manera continua a la demanda de energía eléctrica. No obstante, las condiciones económicas internacionales poco favorables, así como la desaceleración en el crecimiento de la demanda interna, ocasionaron que estas previsiones no se materialicen.
 18. Mediante la Resolución de Consejo Directivo 074-2016-OS/CD se retiró el tipo de cambio del factor de actualización de los precios de la energía (FAPEM) que conforman el precio en barra.
 19. De acuerdo con el marco legal vigente, los clientes que demandan menos de 200 kW al año se encuentran dentro de la categoría de usuarios regulados, mientras que aquellos cuya demanda es superior a 2500 kW son considerados usuarios libres y pueden

negociar libremente con los distribuidores o generadores los precios del suministro eléctrico. Los clientes cuya demanda se encuentra en el rango de 200 kW a 2500 kW al mes, pueden decidir si son usuarios regulados o libres.

20. Es la energía utilizada para hacer funcionar los equipos eléctricos, medida en kWh por el medidor.
21. Ley General de Electrificación Rural.
22. Véase el **acápito 7-1** del **anexo digital** para mayores detalles con respecto al programa de electrificación rural.
23. Light Emitting Diode.

CAPÍTULO 8

1. El Índice del WEF proporciona datos de energía a nivel mundial e indicadores de desempeño. El informe incluye los resultados de la evaluación comparativa de 126 países (al 2016) con 18 indicadores agrupados en: i) seguridad energética y el acceso, ii) sostenibilidad y contribución al crecimiento y iii) desarrollo económico.
2. Este enlace tiene un nivel de tensión en 220kV y une las sub estaciones de Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador).
3. Estas centrales de generación se denominan centrales duales, cuya potencia instalada dual asciende actualmente a 1041.7 MW.
4. La VE es la cantidad de dinero que haría indiferente al consumidor ante el cambio en el precio de un bien. Las disminuciones de producción de electricidad que analizamos en esta sección equivalen a una variación en el precio de electricidad.
5. MEF (2016). Canon. Recuperado de http://www.mef.gob.pe/index.php?option=com_content&view=article&id=454.
6. La combustión (quema) de los combustibles fósiles produce grandes cantidades de dióxido de carbono y otros GEI, los cuales contribuyen a generar y potenciar el efecto invernadero, la lluvia ácida, la contaminación del aire, suelo, agua y otros efectos del cambio climático.
7. El factor de emisión representa la cantidad de CO₂ provocada por MWh de electricidad generada para la red eléctrica. Se utiliza para estimar las reducciones de emisiones que ocasionan las actividades

de proyecto del sector energético enmarcadas en el MDL.

8. Los proyectos RER en el Perú que no tienen un registro de MDL son las centrales hidroeléctricas Roncador y Canchaylo, las centrales de biomasa La Grínga y Paramonga, y la Central Eólica Tres Hermanas.
9. El Proyecto Huaycoloro es el único de biogás que se encuentra en operación comercial en el SEIN. Para mayor detalle ver <https://cdm.unfccc.int/filestorage/D/P/9/DP9S6R5O48F710XKYW2JQ3UVMEZIBA/0708%20PDD%20RenewCP.pdf?t=OE98bmNpcDVzfDDS2nuE6SgD1ePTuuiMCYIS>
10. El procedimiento del MDL establece que la generación eléctrica a partir de RER no produce ningún tipo de GEI. De tal forma, la producción generada por dichas fuentes es comparada con el factor de emisión del sistema eléctrico vigente a la fecha para calcular el valor de la TCO₂-e que se mitiga.
11. El término dióxido de carbono equivalente se utiliza para comparar las emisiones de los diversos GEI sobre su potencial de calentamiento global (EPA, Glosario de términos de cambio climático).
12. El MDL permite a los países desarrollados reducir sus emisiones de GEI mediante la promoción y financiamiento de proyectos concretos de mitigación de GEI en los países en vías de desarrollo. Al implementar un proyecto de MDL se generan Certificados de Emisiones Reducidas (CER), cada uno equivalente a una tonelada de CO₂ (tCO₂), los cuales se venden a los países desarrollados para que puedan contabilizarlos como reducciones propias y cumplir sus compromisos asumidos con respecto a la reducción en su nivel de emisiones. Por otra parte, los países en desarrollo se benefician en la medida que el MDL permite financiar proyectos de desarrollo sostenible.
13. Los CER son unos documentos emitidos por los países en vías de desarrollo a los países desarrollados que certifican la reducción de emisiones de GEI a la atmósfera, mediante la implementación de proyectos definidos bajo el MDL, tales como la aplicación de mejoras tecnológicas en las industrias, la sustitución de combustibles, la generación de energía renovable, entre otros.
14. Los bonos de carbono son instrumentos que certifican la reducción de la emisión de GEI, medido en términos de toneladas de dióxido de carbono equivalente (TCO₂-e). Los bonos de carbono de proyectos de MDL se denominan Certificados de Emisiones Reducidas (CER).

En este sentido 1 CER = 1 Bono de carbono = 1 tonelada de dióxido de carbono equivalente (TCO₂-e) dejada de emitir o capturada.

15. Es la tarifa que se garantiza a cada generador RER para la venta de su producción de energía, expresada en ctv US\$/kWh.
16. La Prima es el monto que pagan los usuarios del sistema eléctrico en caso los ingresos por costo marginal de las centrales RER no cubran el monto que deben percibir a la tarifa de adjudicación.
17. La Resolución N° 203-2013-OS/CD estableció los valores correspondientes del VAD para el periodo regulatorio 2013-2016.
18. En sentido estricto, la empresa distribuidora compra energía y potencia a la generadora, por lo que existen pérdidas de energía y de potencia. No obstante, para simplificar la notación, en la presente sección se utiliza el término pérdidas de energía para referirse a ambas.
19. Según el Artículo 143 del Reglamento de la LCE, las pérdidas estándar que se consideran en el cálculo del VAD incluyen a las pérdidas técnicas y comerciales. Asimismo, las pérdidas técnicas deben garantizar un nivel determinado de calidad establecido en la Ley y las pérdidas comerciales no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas técnicas.
20. Para el escenario contrafactual se considera el porcentaje de pérdidas de energía correspondientes a 2001.
21. Las economías de alcance se definen como aquel escenario en el cual el costo medio de suministrar conjuntamente dos o más bienes y/o servicios por una sola firma es menor que suministrarlos por firmas independientes.
22. Dammert *et al.*, 2008.
23. Se realizan muestreos aleatorios del total de UAP por cada concesionario y de forma semestral, con el objetivo de obtener un estimador representativo del universo de UAP y, al mismo tiempo, minimizar la certeza por parte del concesionario con respecto a qué UAP serán analizadas en cada área de concesión.
24. Debido a la carencia de información asociada a la valorización del servicio de alumbrado público para todo el periodo temporal de

análisis, se transformó el beneficio neto nominal de 2016 a valores reales de 2015 para cada año del periodo 2004-2015, utilizando para tal fin el índice de precios al consumidor registrado por el INEI.

25. El estudio realiza una estimación de efectos fijos a nivel de distribuidora eléctrica para el periodo 2002-2006. El autor incorpora en su estimación regresores, como el porcentaje de vías con alumbrado público, índice de multas, índice de denuncias, tarifas promedio y dos variables dummy que capturan el inicio de la aplicación de la normativa del procedimiento de supervisión y otra variable que identifica si la empresa es de propiedad privada o pública.
26. El medidor de energía eléctrica o sistema de medición es un instrumento que mide y registra el consumo de energía del predio al cual se encuentra asignado. En conformidad a lo dispuesto en el Artículo 83 de la LCE y el Artículo 163 de su Reglamento, el medidor es de propiedad del usuario, correspondiendo únicamente la labor de mantenimiento y reposición del mismo al concesionario.
27. El escenario contrafactual asume que en ausencia de la implementación del proceso de contraste de medidores, el número de medidores defectuosos hubiera crecido proporcionalmente al número de nuevos suministros eléctricos.
28. El CNE-S fue aprobado inicialmente con Resolución Ministerial N° 366-2001-EM/VME y modificado mediante Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM, publicada el 5 de mayo de 2011.
29. Riesgo Eléctrico Grave es la posibilidad de sufrir un accidente eléctrico que ponga en peligro la vida de las personas.
30. Se utilizó el número de clientes correspondientes a la opción tarifaria BT5B.

CAPÍTULO 9

1. El requerimiento de infraestructura debe entenderse como aquella infraestructura necesaria en los segmentos de generación, transmisión y distribución que permita cubrir del servicio eléctrico en todo el territorio nacional.
2. El PBI del 2015 ascendió a S/. 482 603. Fuente: BCRP.
3. Ver **acápito 9-2** del **anexo digital** sobre el impacto del cierre de la

brecha de infraestructura sobre la actividad económica del sector eléctrico.

4. Disponible en <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2016/setiembre/reporte-de-inflacion-setiembre-2016.pdf>. Último ingreso 26/09/2016.
5. MEF (agosto 2016). Marco Macroeconómico Multianual Revisado 2017-2019, aprobado en Sesión del Consejo de Ministros el 26 de agosto de 2016.
6. Exposición del Presidente del Consejo de Ministros, Fernando Zavala Lombardi, ante el Congreso de la República del 18 de agosto 2016.
7. Estimaciones del Plan Energético Nacional 2014 – 2025. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/2reseje-2014-2025%20vf.pdf>. Último acceso 28/09/2016.
8. Para mayor detalle sobre sistemas *off-grid* y *on-grid* revisar el **capítulo 5**.
9. Para más información sobre los resultados de las subastas RER realizadas en Perú, revisar el **capítulo 5**.
10. Disponible en: http://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/IP_83_2015/IP_ILUMINANDO_PERU.pdf. Último acceso 28/09/2016.
11. Disponible en: http://www.investinperu.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/IP_85_2015/IP_ALUMBRADO_AREQUIPA.pdf. Último acceso 28/09/2016.
12. Es la proyección sobre el suelo de la faja ocupada por los conductores más la distancia de seguridad, de acuerdo con lo establecido por el Ministerio de Energía y Minas en cada Resolución de Imposición de Servidumbre, de conformidad con la legislación, códigos y normas técnicas vigentes en la fecha en que las líneas fueron construidas. Disponible en http://www.redesur.com.pe/Servidumbres/Trifoliado_servidumbres_rev4.pdf. Último acceso 27/09/2016.
13. Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos Automático, proveniente de las siglas de la terminología inglesa Supervisory, Control and Data Acquisition. Fuente: Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 224-2014-OS/CD. Disponible en <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2014/OSINERGMIN%20No.224-2014-OS-CD.pdf>. Último acceso 27/09/2016.

www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2014/OSINERGMIN%20No.224-2014-OS-CD.pdf. Último acceso 27/09/2016.

14. El Outage Management System es una aplicación que permite realizar de manera eficiente el seguimiento de cortes en el sistema y la reducción del tiempo de inactividad por interrupciones.
15. Para mayor información sobre *Smart Grid* se puede visitar <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Informativo/INFO-A16N02.pdf>. Último acceso 29/09/2016.
16. Sistema de Supervisión de los Planes de Contingencias Operativo (Sisuplac). Este registra los elementos críticos, planes de acción, equipos y repuestos de las empresas para afrontar situación en caso de contingencias.
17. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf
18. Consiste en la generación de energía eléctrica mediante pequeñas fuentes de generación, instaladas cerca del consumo.
19. Por ejemplo, reduciendo la demanda energética durante periodos de punta, o a los grandes consumidores dándoles una contribución por reducir su demanda.
20. Las normas que emite la Comunidad Andina (CAN) se denominan Decisiones y están por encima de la normas con rango de ley que emite el Congreso de la República.
21. Por medio de la Decisión 720, de fecha 4 de noviembre de 2009, se dispuso suspender la aplicación de la Decisión 536 y adoptar un Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Colombia por un periodo de hasta dos años.
22. Ver el **capítulo 7** para niveles de intercambio de electricidad entre Perú y Ecuador.
23. Para mayor detalle ver **recuadro 2-3** del **capítulo 2** para resultados a nivel internacional y la **sección 5.3** del **capítulo 5** para resultados en Perú.

24. Disponible en: http://www2.osinerg.gob.pe/Novedades/20091126_Libro%20Blanco_CD_ME-IIT.PDF. Último acceso 29/09/2016.

25. Para mayor información sobre la aplicación del enfoque RIA visitar http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/analisis-de-impacto-regulatorio
26. Guía de Política Regulatoria N° 1: Guía Metodológica para la realización de Análisis de Impacto Regulatorio en Osinergmin. Guía aprobada mediante Acuerdo del Consejo Directivo de Osinergmin N° 01-13-2016, Sesión N° 13-2016 del 12 de abril de 2016. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/RIA/Guia-Politica-Regulatoria-N-1.pdf
27. Revisar el **capítulo 4** para más detalle sobre los pasos a seguir para la elaboración del RIA.





foto: www.shutterstock.com

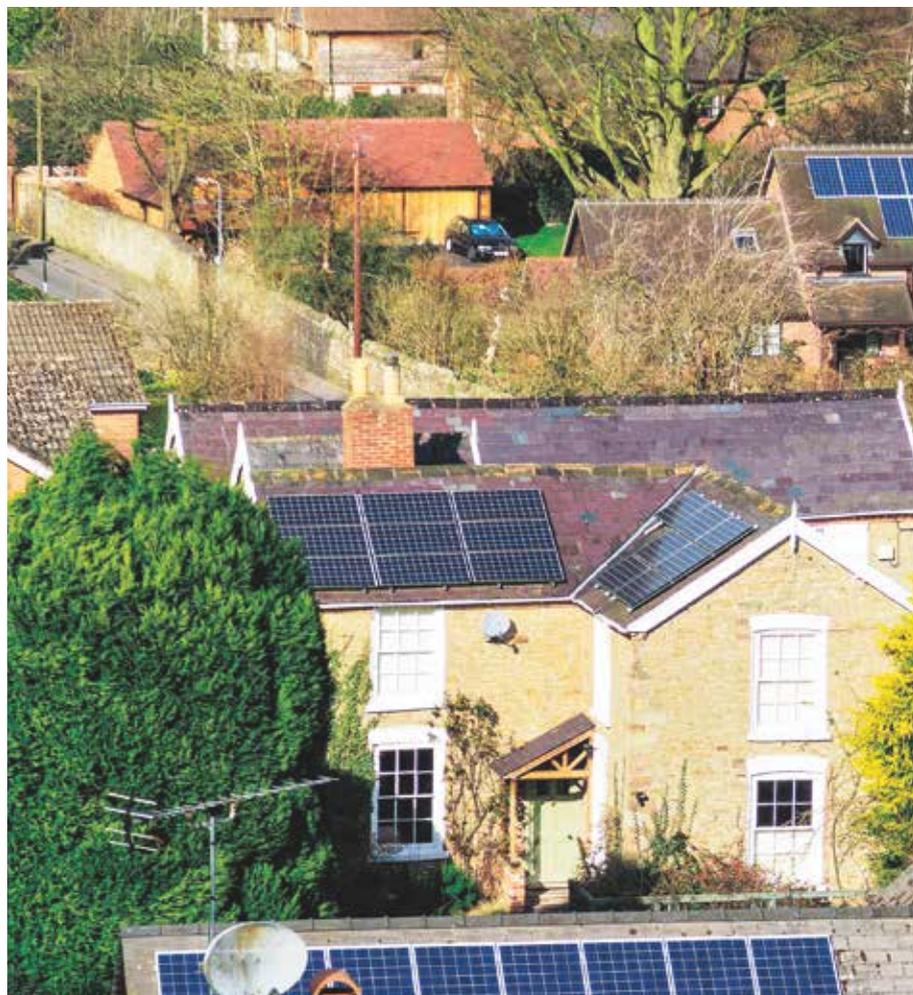


foto: www.shutterstock.com



foto: www.shutterstock.com

Bibliografía

Akerlof G. (1970). **The Market for “Lemons”: Quality Uncertainty and the Market Mechanism.** The Quarterly Journal of Economics, Volume 84, Issue 3: 488-500.

Akinlo, A.E. (2009). **Electricity Consumption and Economic Growth in Nigeria: Evidence from Cointegration and Co-feature Analysis.** Journal of Policy Modeling, 31 (5): 681-693.

Antúnez de Mayolo, S. (1930). **La génesis de los servicios eléctricos de Lima.** Lima: Imprenta E.Z. Casanova.

Antúnez de Mayolo, S. (1957). **Relato de una idea a su realización.** Lima: Editora Médica Peruana.

Ariño, G. (1999). **Principios de derecho público. Modelo de estado, gestión pública y regulación económica.** Granada: Fundación de Estudios Jurídicos.

Armstrong, M., Cowan, S. y J. Vickers (1994). **Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience.** Cambridge, Massachusetts: MIT Press.

Armstrong, M. y D. Sappington (2003). **Recent Developments in the Theory of Regulation.** En Armstrong, M. & R. Porter (Editores). Handbook of Industrial Organization (3): 3-59. New York.

Asch, P. (1998). **Consumer Safety Regulation.** London: Oxford University Press.

Asociación para el Fomento de la Infraestructura Nacional (2015). **Un plan para salir de la pobreza: Plan Nacional de Infraestructura 2016 – 2025.** Lima, Perú. Disponible en http://www.afin.org.pe/images/publicaciones/estudios/plan_nacional_infraestructura_2016_2025_2.pdf

Banco Central de Reserva del Perú, BCRP (1999). **Impacto de las privatizaciones en el Perú.** Documento de Trabajo N° 7 – Estudios Económicos, BCRP.

Banco Central de Reserva del Perú, BCRP (2016). **Reporte de Inflación,** junio 2016.

Banco Mundial (1965). **Peru – Public Investment Program 1966-1967.** Electric Power, 3. Disponible en <http://documents.worldbank.org/curated/en/131071468293739048/Electric-power>

Barriga, F. (2015). **El petróleo y la crisis económica mundial: una mezcla explosiva.** Disponible en http://www.usfq.edu.ec/publicaciones/polemika/Documents/polemika001/polemika001_007_articulo003.pdf

Barro, R. y D. Gordon (1983). **Rules, Discretion and Reputation in a Model of Monetary Policy.** National Bureau of Economic Research. Working Paper N° 1079. Cambridge.

Bartra, L. (2016). **Distribución Eléctrica.** Materiales de Clase, XIV Curso de Extensión Universitaria – Osinermin.

Baumol, W. y Oates, W. (1988). **The Theory of Environmental Policy.**

Becker, G. (1968). **Crime and Punishment: An Economic Approach.** Journal of Political Economy, 76(2), 169-217.

Basadre, J. (1939). **Historia de la República del Perú.** Lima: Producciones Cantabria SAC.

Bedoya, L. (2009). **Dinámica empresarial del sector eléctrico peruano** [diapositivas de Power Point]. Recuperado de www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos/.../2009/images/S_LuisBedoya.ppt

Belyaev, L. (2011). **Electricity Market Reforms-Economics and Policy Challenges.** Springer-Verlag New York.

Bendezú, L.; Gallardo, J. y J. Coronado (2004). **Estimación de la demanda agregada de electricidad.** Documento de Trabajo N° 4, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinermin.

Bendezú, L. y J. Gallardo (2006). **Análisis econométrico de la demanda de electricidad en hogares peruanos.** Documento de Trabajo N° 16, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinermin.

Bendezú, L. (2010). **Estimación de la demanda residencial de electricidad en el Perú.** Tesis para optar el grado de Magister en Economía Aplicada. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Industrial. Universidad de Chile.

Bergman, L.; Doyle, C.; Gual, J.; Hultkrantz, L.; Neven, D.; Röller, L. y L. Waterman (1998). **Europe’s Network Industries: Conflicting Priorities.** Centre for Economic Policy Research, London, and Center for Business and Policy Studies, Stockholm.

Bernstein Llona, J.S. (1999). **Regulación de la distribución eléctrica. Tesis para optar el título de Magister en Ciencias de la Ingeniería.** Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile.

Bhattacharyya, S. (2011). **Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance**. Springer.

Biggar, D. y M. Hesamzadeh (2014). **The Economics of Electricity Markets**. IEEE-Wiley Press.

Bohi, D.R. y M.A. Toman (1996). **The Economics of Energy Security**. Kluwer Academic Publishers, Boston.

Bonifaz, J. (2001). **Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia**. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES), Universidad del Pacífico.

BP plc (2016). **BP Statistical Review of World Energy 2016**. Disponible en <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>.

Breyer, S. (1982). *Regulation and Its Reforms*. Cambridge, Mass.: Harvard University Press.

Burbidge, J. y A. Harrison (1984). **Testing for the Effects of Oil-Price Rises Using Vector Autoregressions**. *International Economic Review*, 25: 459-484.

Bustos, A y A. Galetovic (2002). **Regulación por empresa eficiente: ¿quién es realmente usted?** Estudios Públicos N° 86.

Canning, D. y P. Pedroni (1999). **Infrastructure and Long Run Economic Growth. CAER II Discussion Paper N° 57**. Cambridge: Harvard Institute for International Development.

Castellanos, R. (2014). **Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia**. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 15: 271-286.

Castillo, L. (2009). **Seguridad y salud en el trabajo en la industria eléctrica: evolución de la industria y las luchas contra la nocividad en el Perú 1886-1996**. Lima: CGTP Instituto de Estudios Sindicales.

Cavallo, E.; Galiani, S; Noy I. y J. Pantano (2010). **Catastrophic Natural Disasters and Economic Growth**. IDB Working Papers Series IDB-WP-183.

Chao, H. y R. Wilson (1987). **Priority Service: Pricing, Investment and Market Organization**. *American Economic Review*, 77 (5): 899-916.

Comisión Federal de Mejora Regulatoria, Cofemer (2013). **Guía para evaluar el impacto de la regulación**. México. Recuperado de http://www.cofemer.gob.mx/presentaciones/Espa%F1ol_Vol%20I.%20Metodos%20y%20Metodologias_FINAL.pdf

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, COES (2016). **Estadísticas Anuales**. Recuperado de <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>

Consortio de Investigación Económica y Social, CIES (2016). **Acceso universal a la energía y tecnologías renovables**. Disponible en <http://www.cies.org.pe/sites/default/files/investigaciones/acceso-universal-a-la-energia-y-tecnologias-renovables.pdf>

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (s.f.). CDM Project Design Document. Disponible en <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1160995060.18/view>

Cory, K. y B. Swezey (2007). **Renewable Portfolio Standards in the States: Balancing Goals and Implementation Strategies**. National Renewable Energy Laboratory.

Crabtree, J. (2005). **Alan García en el poder: Perú 1985-1990**. Lima: Ediciones Peisa.

Crampes, C. y J. Laffont (2001). **Transport Pricing in the Electricity Industry**. *Oxford Review of Economic Policy*, 17 (3): 313-328.

Crampes, C. y T. Léautier (2014). **Propositions pour la gouvernance des réseaux électriques**. La gestion des infrastructures de réseaux. Toulouse School of Economics.

Crew, M. y Kleindorfer, P. (2009). Service quality, price caps and the USO under entry. En M. Crew & P. Kleinderf (Eds), *Progress in the Competitive Agenda in the Postal and Delivery Sector*, Cheltenham, UK and Northampton, USA, 32-66

Dammert, L.; Gallardo, J. y L. Quiso (2004). La problemática de la supervisión de la calidad del servicio eléctrico. Documento de Trabajo N° 6. Osinergmin. Recuperado de: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_06.pdf

Dammert, A.; García, R. y F. Molinelli. (2008). **Regulación y supervisión del sector eléctrico**. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Dammert, A.; Molinelli, F. y M. Carbajal (2011). **Fundamentos técnicos y**

económicos del sector eléctrico peruano. Osinergmin. Lima, Perú.

David, L. y J. Percebois (2002). **Third Party Access Pricing to the Network, Secondary Capacity Market and Economic Optimum: the Case of Natural Gas**. Centre de Recherche en Economie et Droit de l’Energie, Creden), University of Montpellier.

Demsetz, H. (1968). Why regulate utilities?. *Journal of Law and Economics*, 11(1), 55-65. Recuperado de <http://www.jstor.org/stable/724970>

De Pina, R. (1961). **El régimen legal e institucional de la industria eléctrica en América Latina**. Consejo Económico y Social. Naciones Unidas.

Drew, P. (2004). **Nodal Pricing Basics. Independent Electricity Market Operator**.

Dong, Y. (2013). Contingent Valuation of Yangtze Finless Porpoises in Poyang Lake, China. Springer.

Durbin, J. y D. McFadden (1984). **An Econometric Analysis of Residential Electric Appliance Holding and Consumption**. *Econometría* 52 (2): 345-362.

Duso, T. (2002). The political economy of the regulatory process: an empirical approach. Berlín, Dissertation Humboldt University.

Electroperú S.A. (2008). **La central del Mantaro: el arte de hacer luz**. Lima: Punto & Gráfica S.A.C.

Environmental Protection Agency, EPA (2016). **Glossary of Climate Change Terms**. Disponible en <https://www.epa.gov/climatechange/glossary-climate-change-terms>

Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa, Egasa (2005). **Un siglo de luz en Arequipa**. Arequipa: Layconsa Impresiones. Recuperado de <http://www.perouenfrance.com/wp-content/uploads/pdf/Un-siglo-de-Luz-en-Arequipa.pdf>

Energía y Sociedad (2010). **Mecanismos de apoyo a las energías renovables**. Disponible en http://www.energiaysociedad.es/documentos/9_3_mecanismos_de_apoyo_a_las_energias_renovables.doc

Espinoza, L. (2005). **La industria del gas natural. Presentación realizada en IV Curso de Extensión Universitaria – Osinergmin**, Lima – Perú.

Filippini, M. y S. Pachauri (2004). **Elasticities of Electricity Demand in Urban Indian Households**. *Energy Policy*, 32 (3): 429-436.

Finanzas Carbono (2016). **Cambio climático y economía de carbono**. Disponible en <http://finanzascarbono.org/mercados/acerca/economia/>

Foon, C. y E. Chye (2013). **Exploring the Nexus of Electricity Consumption, Economic Growth, Energy Prices and Technology Innovation in Malaysia**. *Applied Energy*, 104: 297–305.

Frontier Economics (2012). “Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe”. Report prepared for Energy Norway.

Fumagalli, E., Schiavo, L. & Delestre, F. (2007). *Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail*. Springer, New York.

Gallardo, J. (1999). **Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación**. Documento de trabajo N° 144. Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológicas. Lima.

Gambetta, F. (2003). **Aportes para la historia de la electricidad en Tacna**. El Tranviario, 30. Museo de la Electricidad.

Gisser, M. y T. Goodwin (1986). **Crude Oil and the Macroeconomy: Tests of some Popular Notions**. *Journal of Money, Credit, and Banking*, 18: 95-103.

Gosh, S. (2002). **Electricity Consumption and Economic Growth in India**. *Energy Policy* 30: 125-129.

Grossman, S. y O. Hart (1983). **An Analysis of the Principal-Agent Problem**. *Econometrica*, 51(1): 7-45.

Gusbin, D.; Kegels, C.; Vandenhove, P.; Van der Linden, J. y M. van Overbeke (2003). **Network Industries in Belgium: Economic Significance and Reform**. Working Paper N° 1-03, Federal Planning Bureau, Brussels.

Haab, T. y K. McConnell (2002). *Valuing Environmental and Natural Resources: The Econometrics of Non-Market Valuation*. Edward Elgar Publishing. Northampton, MA.

Hamilton, J. (1983). **Oil and the Macroeconomy since World War II**. *Journal of Political Economy*, 91: 228-248.

Hammit, J. (2000). **Valuing Mortality Risk: Theory and Practice**. *Environmental Science and Technology*, 34: 1396-1400.

Henessy, D. A.; Roosen, J. y H.H. Jensen (2003). **Systemic Failure in the provision**

of safe food. Food Policy. 28 (1): 77-79.

Hiriart, Y.; Martimort, D. y J. Pouyet (2010). **The Public Management of Risk: Separating ex ante and ex post Monitors.** Journal of Public Economics, 94 (11): 1008-1019.

Hirschman, A. (1958). **The Strategy of Economic Development.** New Have. Yale University Press.

Hogan, W. (1998). **Transmission Investment and Competitive Electricity Markets.** Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.

Holburn, G. y P. Spiller (2002). **Institutional or Structural: Lessons from International Electricity Sector Reforms.** En Brousseau E. y J. Glachant (Eds.) The Economics of Contracts: Theories and Applications, Cambridge University Press.

Hölmstrom, B. (1979). **Moral Hazard and Observability.** The Bell Journal of Economics, 10 (1): 74-91.

Hu, Z. y Z. Hu (2013). **Electricity Economics: Production Function with Electricity.** Springer.

Hunt, S. (2002). **Making Competition Work in Electricity.** Nueva York: John Wiley & Sons, Inc.

Inga, E. y A. Méndez (2011). **Calidad de suministro eléctrico en el Perú.** En XIX Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas afines. Lima, Perú.

Institut D'Économie Industrielle Universite Des Sciences Sociales De Toulouse, IDEI (1999). **Network Industries and Public Services.** European Economy, 4.

Instituto Nacional de Estadística e Informática, INEI (2015). **Producción nacional octubre 2015.** Informe Técnico N° 12. Diciembre 2015. Lima, Perú.

Instituto Nacional de Estadística e Informática, INEI (2016). **Principales Indicadores Macroeconómicos.** Recuperado de <https://www.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/economia/>

IBRD (1973). **The Current Economic Position and Prospect of Peru.** Washington DC.: International Bank for Reconstruction and Development.

Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC (2007). **Fourth Assessment Report: Climate Change. Direct Global Warming Potentials.** Disponible en

https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html

Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC (2011). **Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático.** Disponible en https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren_report_es.pdf

Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC (2014). **Quinto informe de evaluación del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático.** Disponible en https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/WG3AR5_SPM_brochure_es.pdf

International Energy Agency, IEA (2010). **Projected Costs of Generating Electricity.**

International Energy Agency, IEA (2011a). **Technology Roadmap Smart Grids.**

International Energy Agency, IEA (2011b). **World Energy Outlook: Part A, Global Energy Trends.** Recuperado de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf

International Energy Agency, IEA (2015a). **World Energy Outlook 2015.**

International Energy Agency, IEA (2015b). **Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015.** Disponible en https://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo15/pdf/electricity_generation_2015.pdf

International Energy Agency, IEA (2016). **Key Electricity Trends: Electricity Information.** Disponible en <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyElectricityTrends.pdf>

International Renewable Energy Agency, Irena (2014a). **Renewable Power Generation Costs in 2014.** Disponible en https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf

International Renewable Energy Agency, Irena (2014b). **Perú, evaluación del estado de preparación de las energías renovables.**

International Renewable Energy Agency, Irena (2015a). **Renewable Energy Auctions.** A Guide to Design. Disponible en http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design.pdf

International Renewable Energy Agency, Irena (2015b). **Energías renovables**

en América Latina 2015: sumario de políticas. Disponible en http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_ES.pdf

Jamasb, T. y M. Pollitt (2007). **“Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks: Lessons of Experience from Britain”.** Faculty of Economics, University of Cambridge.

Johannsen, K. (2003). Regulatory independence in theory and practice: a survey of independent energy regulators in eight European countries. AKF Forlaget.

Joskow, P. y J. Tirole (2000). **Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks.** RAND Journal of Economics, Vol. 31, N° 3: 450–487.

Joskow, P. y J. Tirole (2003). Merchant Transmission Investment. **National Bureau of Economic Research.**

Joskow, P. (2008). **Lessons Learned from Electricity Market Liberalization.** The Energy Journal: International Association for Energy Economics, 29: 9-42.

Kydland, F. y E. Prescott (1977). **Rules Rather than Discretion: The Inconsistency of Optimal Plans.** Journal of Political Economy. 85(3): 473-492.

Laffont, J.J. y J. Tirole (1993). **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation.** Cambridge: MIT Press.

Laffont, J.J. y D. Martimort (2002). **The Theory of Incentives: The Principal-Agent Model.** Princeton University Press.

Leibenstein, H. (1966). **Allocative Efficiency vs. ‘x-efficiency’.** American Economic Review, Vol. 56 (3): 392-415.

Littlechild, S. (2000). **Why We Need Electricity Retailers: A Reply to Joskow on Wholesale Spot Price Pass-through (mimeo).**

López, A. (2016). **Comercialización eléctrica. Materiales de Clase, XIV Curso de Extensión Universitaria – Osinergmin.**

Lucas, R. (1988). **On the Mechanics of Economic Development.** Journal of Monetary Economics, 22 (1): 3-42.

Maggetti, M.; Ingold, K. y F. Varone (2013). **Having Your Cake and Eating It, Too: Can Regulatory Agencies Be Both Independent and Accountable?** Swiss

Political Science Review 19(1): 1-25.

Mamani, R. (2005). **Demanda residencial desagregada de electricidad en el departamento de Puno.** Tesis para optar el grado Magíster en Economía. Pontificia Universidad Católica del Perú.

Manzano, O. y D. Winkelried (2009). **Delaying the Inevitable: Resources Booms in Peru.** Center for International Development at Harvard University. Disponible en <http://www.cid.harvard.edu/Economia/OManzano.pdf>

Ministerio de Ambiente, MINAM (2012). **Inventario nacional de gases de efecto invernadero.** Lima, Perú.

Ministerio de Economía y Finanzas, MEF (2013). **Marco Macroeconómico Multianual 2014-2016.**

Ministerio de Economía y Finanzas, MEF (2016). **Portal de Transparencia Económica.** Recuperado de <https://www.mef.gob.pe/es/portal-de-transparencia-economica>

Ministerio de Energía y Minas, MEM (1968 & 1979). **Evaluación del potencial hidroeléctrico nacional. Lima, Perú.**

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2010). **Luz del Progreso.** Lima: Empresa Editora El Comercio S.A.

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2011). **Electrificación rural en el Perú.** Foro Regional: Desarrollo del servicio eléctrico y gas natural en la región Apurímac. Dirección General de Electrificación Rural. Lima, Perú. Disponible en: http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/II_Foro_Regional/7.Logros%20y%20Perpectivas%20de%20la%20Electrificacion%20Rural%20en%20el%20Peru.ppt

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2014). **Plan energético nacional 2014-2025.** Dirección General de Eficiencia Energética. Lima, Perú.

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2015a). **Anuario estadístico de electricidad 2015.**

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2015b). **Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015.**

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2015c). **Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) Periodo 2016 – 2025.** Dirección General de Electrificación Rural. Lima, Perú.

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2016a). **Balance nacional de energía 2014**. Dirección General de Eficiencia Energética. Lima, Perú.

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2016b). **Situación y retos de la electrificación rural**. Dirección General de Electrificación Rural. Lima, Perú. Disponible en: http://www.comexperu.org.pe/media/files/foro/Seminario_20160202%5CPresentaci%C3%B3n%20de%20la%20Sra.%20F%C3%A1tima%20Anaya%20L%C3%B3pez.pptx

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2016c). **Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico 1995 – 2015**. Dirección General de Electricidad. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/A1%20DOCUMENTO%20EVOLUCIONES%201995-2015_Preliminar%20FINAL.pdf.

Mendonça, M. y D. Jacobs (2009). **Feed In Tariffs Go Global: Policy in Practice**. Renewable Energy World.

Mendoza, J. (2012). **Marco legal de las energías renovables en el Perú**. Seminario de energías renovables en el Perú y tecnología made in Germany, 13 de noviembre, Osinergmin, Lima.

Mondello, G. (2011). **¿Hazardous Activities and Civil Strict Liability: The Regulator's Dilemma**. Sustainable Development Series. University of Nice Sophia Antipolis.

Murillo, V. (2007). Análisis del Impacto de la Fiscalización realizada por la Autoridad Regulatoria a la Calidad del Servicio de Alumbrado Público en el Perú. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.

Narbel, P.; Hansen, J. y J. Lien (2014). **Energy Technologies and Economics**. Springer.

Oren, S.; Smith, S. y R. Wilson (1985). **Capacity Pricing**. *Econometría*, 53 (3): 545-566.

Oren, S. (2000). **Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets**. Presentado en el VII Symposium de Especialistas en Operación Eléctrica y Planificación de Expansión (SEPOPE), 21-26 mayo, Curitiba, Brasil.

Oren, S. (2005). **Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets**. En Griffin, M. J. y S. L. Puller. *Electricity Deregulation: Choices and Challenges* (10): 388-414. Chicago: University of Chicago Press.

Organización de las Naciones Unidas, ONU (2015). **Convención marco sobre el cambio climático**. Conferencia de las Partes 21°. Aprobación del Acuerdo de París.

Organización de las Naciones Unidas, ONU (2016). **2013 Energy Statistics Yearbook**.

Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico, OCDE (2014). *Best practices principles for regulation policy*. The Governance of Regulators. Disponible en http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oecd/governance/the-governance-of-regulators_9789264209015-en#page3

Ortiz, H. y E. Ruiz (2013). **Energy Consumption, Environmental Policies and Economic Growth: Evidence in Latin American Countries**. VIII Dynamics, Economic Growth, and International Trade (DEGIT) Conference.

Osinergmin (2009). **Libro blanco del marco regulatorio de la distribución eléctrica en el Perú**. Lima, Perú.

Osinergmin (2013). **Reporte de resultados encuesta residencial de uso y consumo de energía ERCUE 2012**.

Osinergmin (2014a). **Generación eléctrica con recursos energéticos renovables no convencionales en el Perú. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria**. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/COP20/uploads/Oct_2014_Generacion_Electrica_RER_No_Convencionales_Peru.pdf

Osinergmin (2014b). **Reporte de resultados encuesta residencial de uso y consumo de energía ERCUE 2013**.

Osinergmin (2014c). **Mercados de capacidad y confiabilidad en el sector eléctrico: aspectos conceptuales y experiencias internacionales**. Documento de Trabajo N° 32, Oficina de Estudios Económicos, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Perú, 2014. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf

Osinergmin (2015). **Reporte de resultados encuesta residencial de uso y consumo de energía ERCUE 2014**. Mimeo.

Osinergmin (2016a). **Guía de política regulatoria N° 1: Guía metodológica para la realización de análisis de impacto regulatorio en Osinergmin**. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/

Institucional/RIA/Guia-Politica-Regulatoria-N-1.pdf

Osinergmin (2016b). **Mercado Libre de Electricidad. Gerencia de Regulación de Tarifas**. División de Generación y Transmisión Eléctrica. Lima, Perú. Recuperado de <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/ReporteLib062016.pdf>

Osinergmin (2016c). **Supervisión de contratos de proyectos de generación de transmisión de energía eléctrica en construcción**. División de Supervisión de Electricidad. Lima, Perú.

Ositrán (2015). **Línea 2 y ramal Av. Faucett-Av. Gambetta de la red básica del metro de Lima y El Callao**. Disponible en: http://www.ositrán.gob.pe/joomlatools-files/docman-files/RepositorioAPS/0/0/par/000001-TEMP/FERROCARRILES/31_PLANES%20DE%20NEGOCIOS_2015_METRO%20DE%20LIMA%20LINEA%202.pdf

Panzar, J. (1989). **Technological Determinants of Firm and Industry Structure**. En Schmalensee, Richard y Robert Willig (editores) 1989: vol. 1, capítulo 1.

Pascó-Font, A. y J. Saavedra (2001). **Reformas estructurales y bienestar. Una mirada al Perú de los noventa**. Lima: Grupo de Análisis para el Desarrollo, **Grade**. Recuperado de http://repositorio.grade.org.pe/bitstream/GRADE/154/1/LIBROGRADE_REFORMASESTRUCTURALESBIENESTAR.pdf

Pennsylvania State University (2015). **Energy Markets, Policy, and Regulation**. Recuperado de <https://www.e-education.psu.edu/eme801/node/617>

Pérez Arriaga, I.J.; Rubio Odériz, F.; Puerta Gutiérrez, J.F.; Arcéluz Ogando, J. y J. Marín (1995). **Marginal Pricing of Transmission Services: an Analysis of Cost Recovery**. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10 (1): 546-553.

Pérez-Arriaga, I. y C. Battle (2012). **Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation**. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 1 (2).

Polinsky, A. y Shavell, S. (2007). *Public Enforcement of Law*. En A. Polinsky & S. Shavell (Eds). *Handbook of Law and Economics*, Elsevier, 1, 403-454.

Portocarrero, R. (2000). **El Perú Contemporáneo. En Historia del Perú**. Lima: Lexus Editores.

Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD/Banco Mundial (1984). **Perú: problemas y opciones en el sector de energía**.

Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD/Banco Mundial - Programa de Asistencia para la Administración del Sector Energético/Consejo Nacional de Energía-Perú (1990). **Perú, estudio de lineamientos de estrategia a corto y mediano plazo para el sector energético**. Washington.

Proyecto PlanCC (2016). **Escenarios de mitigación del cambio climático en el Perú al 2050**. Construyendo un desarrollo bajo en emisiones. Disponible en http://planccperu.org/wp-content/uploads/2016/05/plancc_escenarios_de_mitigacion_del_cambio_climatico_en_el_peru_al_2050_analisis_de_resultados-14-1.pd

Red de Energía del Perú, REP (2007). **Tejedores de luz 1886/2007: homenaje a los forjadores de la transmisión eléctrica en el Perú**. Lima: Gráfica Biblos S.A.

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, REN21 (2016). **Renewables 2016 Global Status Report**. Disponible en: <http://www.ren21.net/GSR-2016-Report-Full-report-EN>.

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, REN21 (2016). **Reporte de la situación mundial de energías renovables 2016**. Disponible en http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings_SPANISH.pdf

Romer, P. (1986). **Increasing Returns and Long-Run Growth**. *The Journal of Political Economy*, 94 (5): 1002-1037.

Romero, C.; Chisari, O; Mastronardi, L; y A. Vásquez (2015). **The Cost of Failing to Prevent Gas Supply Interruption: A CGE Assessment for Peru**. *Economics and Policy of Energy and the Environment*, FrancoAngeli Editore, vol. 2015(2): 131-148.

Rosenstein, P. (1943). **Problems of Industrialization of Eastern and Southeastern Europe**. *Economic Journal*, 53 (210/211): 202-211.

Rusterholz, H. (1960). **Línea de Transmisión a 138 kV en alturas excepcionales**. *Electrotécnica*, 33. Asociación Electrotécnica Peruana.

Samuelson, P. (1954). *The Pure Theory of Public Expenditure*. *The Review of Economics and Statistics*, 36(4), 387-389

Schmerler, D. (2010). **Una mirada a la situación de los reclamos de los usuarios de servicios públicos energéticos en el Perú**. En Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual de Indecopi. Año 6, N° 10, Primavera 2010, Lima, Perú.

Shavell, S. (1987). **Economic Analysis of Accident Law**. Cambridge MA: Harvard University Press.

Shleifer, A. (1985). **A Theory of Yardstick Competition**. The RAND Journal of Economics, Vol. 16, N° 3.

Silva, J. (1960). **Breve historia del alumbrado de Lima**. Electrotécnica, 32. Asociación Electrotécnica Peruana.

Solow, R. (1956). **A Contribution to the Theory of Economic Growth**. The Quarterly Journal of Economics, 70 (1): 65-94.

Spence, M. (1975) Monopoly, Quality and Regulation. The Bell Journal of Economics, 6(2), 417-429.

Spiegel, M. (2003). Public Safety as a Public Good: The case of 911. En M. Crew and J. Schuh (Eds), Markets, Pricing, and Deregulation of Utilities, 183-200.

Spiller, P. y B. Levy (1994). **The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation**. Journal of Law, Economics and Organization, 1994, vol. 10, issue 2: 201-46.

Stavins, R. (1998). What can we learn from the grand policy experiment? Lessons from SO2 allowance trading. Journal of Economic Perspective, 12(3), 69-88.

Stern, N. (2006). **Review on the Economics of Climate Change**. Disponible en http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100407172811/http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm

Stigler, G. (1971). **The Theory of Economic Regulation**. The Bell Journal of Economics and Management Science, 2(1): 3-21.

Stoft, S. (2002). **Power System Economics Designing Markets for Electricity**. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEE Press & Willey-Interscience.

Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria, Sunat (2016). **Estadísticas primarias de la Sunat. Gerencia de Estadística de la Intendencia Nacional de Estudios Económicos y Estadística**. Lima, Perú.

Suriyamongkol, D. (2002). **Non-Technical Losses in Electrical Power Systems**. Tesis de Maestría, Ohio University, Estados Unidos.

Swan, T. (1956). **Economic Growth and Capital Accumulation**. Economic Record, 32 (2): 334-361.

Tamayo, J.; Salvador, J.; Vásquez, A.; y R. García (Editores) (2014). **La industria del gas natural en el Perú**. A diez años del Proyecto Camisea. Osinermin. Lima-Perú.

Tamayo, J. (2011). **El Enigma de Machupicchu**. Puno: Editorial Altiplano E.I.R.L.

Tamayo, J.; Vásquez A. y R. García (2012). **La protección del consumidor en el sector eléctrico peruano: una perspectiva preventiva**. En Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual de Indecopi. Año 8, N° 15, Primavera 2012. Lima, Perú. Recuperado de <http://servicio.indecopi.gob.pe/revistaCompetencia/castellano/articulos/primavera2012/JesusArturoRaul.pdf>

Tamayo, J.; Vásquez A. y R. García (2013). **La protección del consumidor en el sector eléctrico peruano: una perspectiva preventiva**. Documento de Trabajo N° 26. Osinermin. Recuperado de: http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_26.pdf

Tamayo, J.; Salvador, J.; Vásquez A. y R. García (Editores) (2014). **La industria del gas natural en el Perú**. A diez años del Proyecto Camisea. Osinermin. Lima-Perú.

Train, K. (1991). **Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly**. Cambridge, Mass: MIT Press.

United National Enviroment Program (2012). **Financing Renewable Energy in Developing Countries**. Drivers and Barriers for Private Finance in sub-Saharan Africa. Disponible en: http://www.unepfi.org/fileadmin/documents/Financing_Renewable_Energy_in_subSaharan_Africa.pdf

Vargas, A. (2014). **El problema de los precios en los mercados de carbono**. Entre el éxito económico y el fracaso climático. Trabajos y Ensayos, Departamento de Derecho Internacional Público de la Universidad del País Vasco, España.

Vásquez, A. (2004). **Los vínculos entre el crecimiento económico y la infraestructura eléctrica en el Perú, 1994-2000**. Documento de Trabajo N° 17. Oficina de Estudios Económicos de Osinermin.

Vásquez A. (2006a). **Sistema de sanciones por daños ambientales para la fiscalización de la industria de hidrocarburos en el Perú**. Osinermin. Documento de Trabajo N° 20: 36-60. Recuperado de http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_20.pdf

[osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_20.pdf](http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_20.pdf)

Vásquez, A. (2006b). **El valor de la vida estadística y sus aplicaciones a la fiscalización de la industria de hidrocarburos**. Documento de Trabajo N° 18. Oficina de Estudios Económicos. Osinermin. Lima. Perú.

Vásquez, A. (2012a). **Crecimiento e infraestructura de servicios públicos en el Perú**. Un análisis macroeconómico y regional entre los años 1940 y 2000. Madrid: Editorial Académica Española.

Vásquez, A. (2012b). **The Regulation of Oil Spills and Mineral Pollution: Policy Lessons for the U.S.A. and Peru from the Deep Water Horizon Blowout and other Accidents (Primera Edición)**. Berlín: Lambert Academic Publishing. Recuperado de <http://www.amazon.co.uk/The-Regulation-Spills-Mineral-Pollution/dp/3847346563>

Vásquez, A. (2014). **Economía de la generación eléctrica**. Presentación realizada en XIII Curso de Extensión Universitaria – Osinermin, Lima, Perú.

Vásquez, A. (2015). **Análisis de riesgo y coberturas en la financiación de proyectos RER**. Presentación para la Cuarta Conferencia de Energías Renovables, Perú 2015.

Vásquez, A. (2016). **Economía de la generación eléctrica**. Materiales de Clase, XIV Curso de Extensión Universitaria – Osinermin.

Vásquez, A. y E. Balistreri (2010). **The Marginal Costs of Public Funds of Mineral and Energy Taxes in Peru**. Resources Policy 35: 257-264.

Vásquez A. y J. Gallardo (2006). **Sistemas de supervisión y esquema de sanciones para el sector hidrocarburos**. Osinermin. Documento de Trabajo N° 10: 45-48. Recuperado de: http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_10.pdf

Vásquez, A.; García, R.; Quintanilla, E.; Salvador, J. y D. Orosco (2012). **Acceso a la energía en el Perú: algunas opciones de política**. Documento de Trabajo N° 29, Oficina de Estudios Económicos. Disponible en http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_29.pdf

Vásquez, A.; Ortiz, H.; Cueva, S.; Salazar, C. y A. San Román (2012). **Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Eléctrico, Año 1 – Número 2**. Oficina de

Estudios Económicos, Osinermin – Perú.

Vásquez, A.; Salvador, J.; García, R. y V. Fernández (2013). **Assessing Risks and Regulating Safety Standards in the Oil and Gas Industry: The Peruvian Experience**. Documento de Trabajo N° 31, Oficina de Estudios Económicos– Osinermin, Perú.

Vásquez, A.; Vilches, C.; Miranda, C.; Salazar, C.; Aurazo, J. y D. Esquivel (2014). **El uso de los recursos energéticos renovables no convencionales y la mitigación del cambio climático en el Perú**. Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Electricidad, Año 3 – Número 4. Oficina de Estudios Económicos, Osinermin – Perú.

Viscusi, W. (1983). Risk by choice: Regulating health and safety in the workplace. Cambridge, Mass.: Harvard University Press.

Viscusi, W. y E. Aldy (2003). **Regulation of Health, Safety and Environmental Risks**. National Bureau of Economic Research, Working Paper N° 11934. Recuperado de <http://www.nber.org/papers/w11934>

Viscusi, W. (2003). **The Value of a Statistical Life: A Critical Review of Market Estimates Throughout the World**. National Bureau of Economic Research, Working Paper N° 9487. Recuperado de <http://www.nber.org/papers/w9487.pdf>

Willis, K.; Powe, N. y Garrod, G. (2005). Estimating the Value of Improved Street Lighting: A Factor Analytical Discrete Choice Approach. Urban Studies, 42: 2289-2303.

Wolfenson, A. (1981). **El gran desafío**. Lima. Instituto Nacional de Cultura del Perú.

Wooldridge, J. (2010). **Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data**. Segunda edición. Cambridge: MIT Press.

World Economic Forum, WEF (2016). **Global Energy Architecture Performance Index Report 2016**. Ginebra, WEF. Recuperado de <https://www.weforum.org/reports/global-energy-architecture-performance-index-report-2016/>

Yoo, S. y J. Lee (2010). **Electricity Consumption and Economic Growth: A Cross-Country Analysis**. Energy Policy 38: 622-625.

BAU	Business as Usual
BBVA	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria – Banco Continental
CASE	Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética
CCCSE	Cargo por Confiabilidad de la Cadena de Suministro
CCGA	Cargo por Capacidad de Generación Adicional
CDGE	Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A.
CIES	Consortio de Investigación Económica y Social
CMg	Costo Marginal
CNT	Comisión Nacional de Tarifas
CO2	Dióxido de Carbono
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
COES-Sinac	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
Concytec	Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación
Conv.	Convocatoria
COP21	21° Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático
CTE	Comisión de Tarifas Eléctricas
Ctms. S//kWh	Céntimos de sol por kilowatt por hora.
CUGA	Cargo Único por Compensación de Generación Adicional
CUSS	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro
CVOA-CMG	Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional
CVOA-RSC	Cargo por Compensación de retiros sin contratos
DAFP	Denuncias de Alumbrado Público Atendidas Fuera de Plazo a Nivel Nacional
DGER	Dirección General de Electrificación Rural
DSE	División de Supervisión de Electricidad
DSR	División de Supervisión Regional
Edegel	Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.
EdG	Empresa del Gas

Glosario

EEA	Empresas Eléctricas Asociadas
Egasa	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.
Egamsa	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.
Egenor	Duke Energy International Egenor
Egesur	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.
ELP/ APER Energy	APR Energy LLC Sucursal del Perú
Enaho	Encuesta Nacional de Hogares.
Endesa	Endesa Desarrollo S.A.
Enersur	Engie S.A.A.
ERC	Energías Renovables Convencionales
ERCUE	Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FCG	Fondo de Compensación de Generación
Fenix Power	Fenix Power Perú S.A.
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FIT	Feed in Tariff
FMI	Fondo Monetario Internacional
FOSE	Fondo de Compensación Social Eléctrica
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GPAE	Gerencia de Políticas y Análisis Económico
Gral.	General
GRT	Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin
GWh	Gigavatio-hora
Hidro	Hidroeléctrica
Huanza	Empresa de Generación Huanza S.A.
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
IEA	International Energy Agency
Illapu Energy	Illapu Energy S.A.
iNDC	Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
Irena	Agencia Internacional de las Energías Renovables
JARU	Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios
JICA	Organismo Japonés de Cooperación Internacional

Kallpa Generación	Kallpa Generación S.A.
Km	Kilómetros
Kv	Kilovatio
kW	Kilowatts
kWh	Kilowatt hora
kWh/mes	Kilowatt hora por mes
L.T.	Línea de Transmisión
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
LCOE	Levelized Cost of Electricity
Luz del Sur	Luz del Sur S.A.A.
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MEM	Ministerio de Energía y Minas
Minera Barrick	Minera Barrick Misquichilca S.A.
MM	Millones
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
MWhpc	Megawatts hora per cápita
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OF-GRID	Áreas No Conectadas a la Red
ON-GRID	Áreas Conectadas a la Red
Osinermin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PlanCC	Proyecto Planificación ante el Cambio Climático
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
PNG	Precio a nivel generación
PPP	Power Purchase Parity
ProInversión	Agencia de Promoción de la Inversión Privada
PV	Fotovoltaica
RACG	Rechazo Automático de Carga y Generación
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st. Century
ERNC	Energías renovables no convencionales
RER	Recursos Energéticos Renovables
RERNC	Recursos Energéticos Renovables No Convencionales
RIA	Regulatory Impact Assesment (Análisis de Impacto Regulatorio)

RPS	Renewable Portfolio Standard
RRA	Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables
S/.	Soles
SAIDI	Índice de Duración Promedio de Interrupciones
SAIFI	Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SDE	SDE Piura S.A.C
SDF Energía	SDF Energía S.A.
SEAL	Sociedad Eléctrica de Arequipa Ltda.
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado
SEN	Servicios Eléctricos Nacionales
SICN	Sistema Interconectado Centro Norte
SISE	Sistema Interconectado Sur Este Sureste
SISO	Sistema Interconectado Suroeste
Sisur	Sistema Interconectado del Sur
SN Power	SN Power Perú S.A.
SS.AA.	Sistemas Aislados
Statkraft	Statkraft Perú S.A.
STOR	Secretaría Técnica de los Órganos Resolutivos
Tastem	Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Tems de Energía y Minería
TC	Tipo de cambio
Termochilca	Termochilca S.A.C.
Termoselva	Termoselva S.R.L.
TJ	Tera joules
TRADEMAP	Estadísticas del comercio para el desarrollo internacional de las empresas
TSC	Tribunal de Solución de Controversias
UAP	Unidad de Alumbrado Público
UIT	Unidad Impositiva Tributaria
UNFCCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)
US\$	Dólares Americanos
US\$/MWh	Dólares Americanos por Megawatt hora
W/m2	Vatios por metro cuadrado



Semblanza

Alta Dirección de Osinergmin

En el año 2014, la Alta Dirección de Osinergmin acordó poner a disposición de la ciudadanía una serie de libros que explicara, a los diferentes grupos de interés, las características tecnológicas, la organización industrial y de mercado, así como la regulación y supervisión de los sectores de energía y minería bajo el ámbito de competencia de Osinergmin. Para lograr este objetivo, los libros se redactaron pensando no solo en investigadores, profesionales interesados en los sectores minero-energéticos y servidores públicos, sino también en la ciudadanía en general, por lo cual se utilizó un lenguaje sencillo, didáctico, muy ilustrativo y accesible.

La colección de libros **Las industrias de la energía y minería en el Perú** se constituye en el cuerpo del conocimiento (*body of knowledge*) sobre la economía y regulación de los sectores supervisados por Osinergmin. Esperamos que esta colección contribuya a la difusión del saber alcanzado, hasta el momento, en torno a estas industrias tan importantes para el desarrollo de la economía peruana. Presentamos aquí una semblanza de la Alta Dirección de Osinergmin, la cual hizo posible la realización de esta colección.

CONSEJO DIRECTIVO

Ing. Jesús Tamayo Pacheco

Editor de la Serie



El ingeniero Jesús Tamayo Pacheco es el actual Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha sido Miembro Colegiado del Tribunal de Solución de Controversias en el Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público (Ositran) y de diversos Cuerpos Colegiados *Ad hoc* de Osinergmin. Ha ocupado varios cargos públicos de alta dirección en el sector público. Asimismo, ha sido Jefe del Área Técnica del Fondo Italo-Peruano, así como director de Osinergmin y Ositran. Es actualmente Presidente de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (Ariae). Jesús Tamayo es ingeniero mecánico electricista, graduado de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Realizó una maestría en Regulación de Servicios Públicos en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y cuenta con un diplomado en la especialidad de Administración del Programa Avanzado de Administración de Empresas de la Universidad ESAN.

Ing. Carlos Barreda Tamayo



El ingeniero Carlos Barreda Tamayo es el actual Vice-Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin. Se ha desempeñado en cargos de responsabilidad gerencial en temas regulatorios, económicos y técnicos en Telefónica del Perú y el Organismo de Supervisión de la Inversión en Telecomunicaciones (Osiptel). Ha sido docente de posgrado en materia de regulación económica en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y en la Universidad de Lima. Se desempeña como miembro del Consejo Directivo de la Superintendencia Nacional de Educación Superior Universitaria (Sunedu) y como consultor en temas de responsabilidad social, estrategia corporativa y regulación. Carlos Barreda es ingeniero economista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y Magíster en Administración (MBA) de la Universidad del Pacífico. Posee una especialización en Estudios Avanzados de Regulación de la Escuela de Negocios Eli Broad, de la Universidad de Michigan.

Ing. César Sánchez Modena



El ingeniero César Sánchez Modena es Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Se ha desempeñado como Director Académico en la Escuela de Posgrado de la Universidad del Pacífico, además de ser docente y coordinador de las maestrías y programas de Gestión Pública, Regulación y Gestión de la Inversión Social de la Escuela. Asimismo, ha ocupado los puestos de Vice-Presidente y Miembro del Consejo Directivo de Ositran. En el sector privado ha sido funcionario de Southern Peru Limited y de SGS del Perú. Es consultor en temas relacionados al análisis de riesgo financiero, investigación, gestión y evaluación de proyectos de inversión para empresas, organismos internacionales (Banco Interamericano de Desarrollo, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, Unión Europea) y públicos. César Sánchez es Magíster en Economía de la Universidad de Georgetown (Estados Unidos), con especialización en Políticas Sociales en el Instituto Latinoamericano de Doctrina y Estudios Sociales (Ilades) de Chile. Es Magíster en Administración de la Universidad del Pacífico e Ingeniero Industrial de la Universidad de Lima.

Eco. Fénix Suto Fujita



El economista Fénix Suto Fujita es Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha asumido cargos en la administración pública como Asesor Financiero de la Dirección General de Concesiones en Transportes en el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC) y Economista de la Gerencia de Supervisión en Ositran. Es consultor en temas económicos, financieros y regulatorios tanto en entidades públicas como privadas, tales como el Instituto de Regulación y Finanzas de ESAN, la Universidad ESAN, así como de manera independiente. Es actualmente profesor de Finanzas de la Universidad ESAN. Fénix Suto es Licenciado en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y es MBA de la Universidad ESAN, con especialización en Finanzas.

ALTA GERENCIA

Ing. Julio Salvador Jácome, DBA



Editor de la Serie

El ingeniero Julio Salvador Jácome es Gerente General de Osinergmin. Ha tenido a su cargo la Jefatura de Planeamiento de la empresa de transmisión eléctrica Etecen. Asimismo, se ha desempeñado como Asesor de la Alta Dirección en el Ministerio de Energía y Minas y fue Director de la empresa de distribución eléctrica SEAL de Arequipa. Inició su carrera en Osinergmin en 2001 como supervisor de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica. Posteriormente, se desempeñó como Jefe de Planeamiento y Control. En 2002 ocupó el cargo de Gerente de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos y desde 2007 hasta 2012 asumió el cargo de Gerente de Fiscalización de Gas Natural. Es actualmente profesor principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Julio Salvador es ingeniero mecánico electricista de la UNI con estudios de maestría en Ingeniería de Sistemas en esa misma universidad, MBA de la Universidad ESAN y Doctor (DBA) en Administración y Dirección de Empresas de la Universidad ESADE/Ramón Llull de España.

Eco. Arturo L. Vásquez Cordano, Ph.D.



Editor General en Jefe de la Serie

El economista Arturo Vásquez Cordano es Gerente de Políticas y Análisis Económico de Osinergmin. Ha trabajado como analista e investigador para una serie de instituciones, tales como el Ministerio de Agricultura y el Grupo de Análisis para el Desarrollo (Grade). Ha sido también consultor de diferentes instituciones como el Banco Central de Reserva del Perú, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi), las Naciones Unidas (ONU) y la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua del Uruguay (Ursea). Ha sido profesor en la Universidad de Ciencias Aplicadas (UPC), la Universidad ESAN y la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Inició su carrera en Osinergmin en 2003, ocupando la posición de Especialista Económico de la Oficina de Estudios Económicos. Entre 2011 y 2015 ocupó el cargo de Gerente de Estudios Económicos. Desde 2013 se desempeña como Vice-Presidente y Comisionado de la Comisión de Libre Competencia de Indecopi. Asimismo, es actualmente Profesor Asociado de Economía, Negocios y Finanzas en la Escuela de Postgrado GÉRENS. Arturo Vásquez es Licenciado en Economía de la PUCP, Magíster (MSc) en Economía Minera y Doctor (Ph.D.) en Economía de la Minería y Energía, graduado de la Escuela de Minas de Colorado (Colorado School of Mines, Estados Unidos).



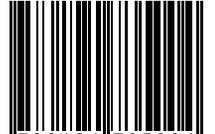


Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17

Teléfono: 219 3400 anexo 1057

www.osinergmin.gob.pe

ISBN: 978-612-47350-0-4



9 786124 735004