

LA INDUSTRIA DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL PERÚ

10 AÑOS DE CONTRIBUCIONES A LA
MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO



 **Osinergmin**



Foto: Central eléctrica de noche. Fuente: Shutterstock.

TÍTULO

**La industria de la energía renovable en el Perú:
10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático.**
© Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería,
Osinerghmin, 2017
Calle Bernardo Monteagudo 222,
Magdalena del Mar, Lima, Perú

ISBN: 978-612-47350-2-8

Hecho el depósito legal en la Biblioteca Nacional del Perú:

N° 2017-02212

Impreso en el Perú. Printed in Peru

Tiraje: 150 ejemplares

Impreso en: GRÁFICA BIBLIOS S.A.

Jr. Morococha 152 Surquillo

Lima, Perú

Primera impresión: marzo 2017

Primera edición: febrero 2017

EDITORES

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

Jesús Francisco Roberto Tamayo Pacheco, Presidente del Consejo Directivo de Osinerghmin

Julio Salvador Jácome, Gerente General de Osinerghmin

COLABORADORES

PRIMERA EDICIÓN

GERENCIA DE POLÍTICAS Y ANÁLISIS ECONÓMICO (GPAE)

Equipo de redactores del libro

Carlos Aguirre Zurita / Carlos Alberto Miranda Velásquez / Jorge Luis Rodas Chiarella / Víctor Raúl Zurita Saldaña / Ricardo De La Cruz Sandoval / Carlo Vilches Cevallos / Carlos Renato Salazar Ríos / Donald Barboza Garaundo / Francisco Coello Jaramillo / Edison Chávez Huamán / Melissa Isabel Llerena Pralongo / Hai-Vu Phan / Thais Chávez Porta / Ernesto Guevara Ccama / Diego Alonso Marino Negrón / Luis Enrique Isla Castañeda / Yahaira Valdivia Zegarra / Merry Romero Córdova / Melissa Zárate Morán.

SUMINISTRO DE MATERIAL FOTOGRÁFICO OSINERGHMIN

División de Supervisión de Electricidad / Gerencia de Comunicaciones y Relaciones Interinstitucionales / Gerencia de Recursos Humanos / Oficina Regional Tacna.

EDICIÓN DE ESTILO Y DISEÑO

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 Osinerghmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en esta publicación es propiedad de Osinerghmin, a menos que se indique lo contrario.

Citar la publicación como Vásquez, Arturo; Tamayo, Jesús y Julio Salvador (Editores) (2017). **La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático.** Osinerghmin. 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: Central Fotovoltaica, Tacna Solar - Perú. Fuente: Osinerghmin



Foto: Aerogenerador Eólico. Fuente: Shutterstock.

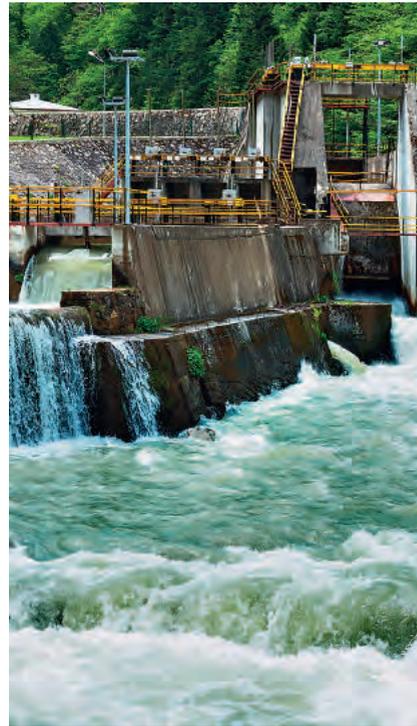


Foto: Hidroeléctrica. Fuente: Shutterstock.



Foto: Paneles Solares. Fuente: Shutterstock.

CONTENIDO

01

Pág. 29

TECNOLOGÍAS DE RER Y NUEVAS TENDENCIAS ENERGÉTICAS

Características técnicas y económicas

02

Pág. 71

LOS RER A NIVEL MUNDIAL

Marco internacional y mecanismos de promoción

03

Pág. 95

LOS RER EN EL PERÚ

Marco normativo y promoción

04

Pág. 121

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LOS RER

Las redes inteligentes en el Perú

05

Pág. 155

DEMANDA DE ENERGÍA LIMPIA

Energía renovable para el transporte urbano

06

Pág. 181

INDUSTRIA DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

Visión internacional y local

07

Pág. 199

ESCALERA ENERGÉTICA Y FISE

El camino a energías menos contaminantes

08

Pág. 227

IMPACTO ECONÓMICO

Políticas de energías renovables en el Perú

09

Pág. 249

LOS RETOS DE LA ENERGÍA LIMPIA

Perspectivas de las energías renovables

CONTENIDO



Foto: Hidroeléctrica. Fuente: Shutterstock.

PRÓLOGO	12
INTRODUCCIÓN	18
1. TECNOLOGÍAS DE RER Y NUEVAS TENDENCIAS ENERGÉTICAS	29
Características técnicas y económicas	
1.1. Energía solar	33
1.2. Energía eólica	37
1.3. Energía a partir de la biomasa	46
1.4. Energía a partir del biogás	51
1.5. Energía mini hidráulica	53
1.6. Energía mareomotriz	54
1.7. Captura de carbono	56
1.8. Energía geotérmica	57
1.9. Energía nuclear	60

2. LOS RER A NIVEL MUNDIAL	71
Marco internacional y mecanismos de promoción	
2.1. Principales acuerdos internacionales para promoción de los RER	75
2.2. Instrumentos de política para introducir los RER	77
2.3. Análisis comparativo de las políticas que fomentan los RER: Estados Unidos, Canadá, Chile y Perú	80
2.4. Los recursos energéticos renovables en el mundo	85
3. LOS RER EN EL PERÚ	95
Marco normativo y promoción	
3.1. Marco normativo e institucional de los RER	99
3.2. Diseño de la subasta RER realizada en el Perú	101
3.3. Resultados de las subastas RER	105
3.4. Evolución de los RER en la matriz energética	111
3.5. Centrales de generación eléctrica con RER	112
3.6. Conclusiones	113
4. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LOS RER	121
Las redes inteligentes en el Perú	
4.1. Antecedentes	125
4.2. Definición	127
4.3. Justificación e impacto esperado de la implementación de <i>smart grid</i>	132
4.4. Análisis de costos y beneficios de la implementación de <i>smart grids</i>	139
4.5. El caso peruano	142
4.6. Anexos	148
5. DEMANDA DE ENERGÍA LIMPIA	155
Energía renovable para el transporte urbano	
5.1. Importancia de la demanda de energía limpia	159
5.2. Cambios en el modo de transporte (<i>modal shift</i>)	164
5.3. Transporte masivo eléctrico en el Perú	165
5.4. Nuevo contexto mundial hacia el mayor consumo eléctrico y menor contaminación ambiental	169
5.5. Compromisos de los países en la COP21 para limitar el incremento de la temperatura global	172
5.6. Perspectivas a futuro de los vehículos y trenes eléctricos a nivel mundial	178

6. INDUSTRIA DE LOS BIOCOMBUSTIBLES	181
Visión internacional y local	
6.1. Definición	185
6.2. Políticas de los biocombustibles en el Perú y el mundo	186
6.3. Resultados de mercado en el mundo y en el Perú	188
6.4. Lecciones para el Perú	191
6.5. Comentarios finales	193
7. ESCALERA ENERGÉTICA Y FISE	199
El camino a energías menos contaminantes	
7.1. Escalera energética	203
7.2. Evidencias para el caso peruano	207
7.3. Acciones tomadas por el Estado peruano	215
7.4. Fondo de Inclusión Social Energético, FISE	219
7.5. Conclusiones	224



Foto: Paneles Solares y Aerogenerador Eólico. Fuente: Shutterstock.



Foto: Central Eléctrica a Biogas. Fuente: Shutterstock.

8. IMPACTO ECONÓMICO	227
Políticas de energías renovables en el Perú	
8.1. Impacto del esquema de promoción de la generación de RER en el Perú	231
8.2. Impacto de los biocombustibles	236
8.3. Impacto de los programas Cocina Perú y FISE	238
9. LOS RETOS DE LA ENERGÍA LIMPIA	249
Perspectivas de las energías renovables	
9.1. Riesgos potenciales	253
9.2. Desafíos y oportunidades	254
CONCLUSIONES	265
NOTAS	276
BIBLIOGRAFÍA	283
GLOSARIO	294
SEMBLANZA	302

PRÓLOGO

PRÓLOGO

El sector energético desempeña un papel muy importante en el funcionamiento económico de un país. En todos los sectores económicos, la energía tiene un rol central, permitiendo la producción de bienes y servicios. Así, la economía de los países se sostiene en la disponibilidad de energía abundante y accesible que permite un mayor crecimiento económico y una mejora en la productividad.

El consumo energético *per cápita* de un país está relacionado con el nivel de desarrollo de su economía. Por ejemplo, Estados Unidos tiene un consumo energético siete veces mayor al peruano. Asimismo, el mayor crecimiento económico conduce a más emisión de gases de efecto invernadero (GEI), como resultado del incremento en la actividad económica. En China e India el crecimiento ha venido acompañado de altos niveles de degradación ambiental e, incluso, de la desaparición de importantes recursos naturales que condicionan su comportamiento macroeconómico en el futuro y sus posibilidades.

El sector energético 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 energético, 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, 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 pasado reciente, el sector energético se ha liberalizado en una cantidad importante de países en el mundo, siguiendo un proceso de desintegración vertical, desregulación y aplicando mecanismos de mercado

donde es posible. En este contexto, parte del proceso de liberalización consiste en adoptar un marco regulatorio que asegure la eficiencia y la seguridad en la provisión de los servicios energéticos. En nuestro país, los grandes rasgos de la reforma energética de la década de 1990 están contenidos en la Ley General de Hidrocarburos y la Ley de Concesiones Eléctricas. En los últimos años, el Estado adoptó una política decidida a introducir fuentes renovables no convencionales de generación eléctrica (recursos energéticos renovables o RER), con el objetivo de mitigar las emisiones de GEI mediante la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002.

En Perú, la generación eléctrica se ha encontrado históricamente concentrada en fuentes hídricas convencionales. En el año 2000 esta fuente representaba el 87% del total de energía producida en territorio peruano, mientras que en 2013 su participación fue de 54%. A pesar de que este tipo de centrales genera un volumen de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) ínfimamente pequeño en el proceso de operación, durante las fases de construcción puede provocar algunos efectos adversos sobre el ambiente. Por ello, el impulso de la explotación de las fuentes de RER (como las fuentes eólicas y solares) en la generación eléctrica ocasiona un impacto ambiental positivo al mitigar las emisiones de GEI en la atmósfera. Ante este contexto, el Estado peruano ha estado brindado un impulso importante a las fuentes de RER, como la biomasa y biogás,



Foto: Eólica Tres Hermanas Perú. Fuente: Osinergmin.

las fuentes solares, eólicas y mini hidráulicas. En 2008, mediante el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, se estableció la promoción de este tipo de fuentes de energía para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el ambiente.

En nuestro país se vivió una importante transición energética a partir del uso del gas natural de Camisea. Este recurso energético reemplazó el uso del carbón, teniendo menos efectos adversos sobre la atmósfera. El gas se conoce a menudo como un combustible de transición, a medida que los países avanzan hacia una descarbonización profunda y hacia un uso de más energía renovable. Las emisiones de GEI y sus efectos nocivos sobre el ambiente se

hubiesen intensificado de no haber existido la disponibilidad de gas natural, debido al uso tradicional del carbón y los combustibles derivados del petróleo en los sectores de generación eléctrica, industrial y de transporte vehicular, combustibles que generan un mayor volumen de emisiones de CO₂.

Asimismo, en los últimos años, el Perú experimentó un importante incremento en el uso de combustibles modernos (gas licuado de petróleo o GLP, gas natural, electricidad), mientras que la utilización de combustibles tradicionales (leña, bosta, entre otros) descendió significativamente, lo cual contribuye con la mitigación de CO₂.

En el desarrollo de las fuentes de RER, el regulador energético tiene

un papel fundamental, asegurando el acceso, la calidad y facilitando la inversión en infraestructura, además de proteger 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 por medio de la regulación económica.

Un objetivo del Perú sería tener hacia 2040 una matriz energética diversificada, competitiva, con énfasis en las fuentes de RER (al menos del 20%) y que fomente la eficiencia energética. Ante este contexto, el Estado peruano ha estado brindando un impulso importante a las fuentes de RER, como la biomasa y biogás, las fuentes solares, eólicas y mini hidráulicas. La energía renovable no convencional (RER) utiliza el flujo inagotable de fuentes naturales de energía (sol, viento, agua, crecimiento de las plantas, movimiento del mar, entre otras) para abastecer la creciente demanda energética.

Un cambio dramático hacia automóviles libres de combustible convencional y hacia un sector energético libre de CO₂ no ocurrirá automáticamente, dadas las ventajas y un efecto ancla hacia los sistemas tradicionales de transporte de hoy. La reducción de las emisiones de CO₂ y otros GEI requerirá grandes cambios en la forma de producir y utilizar la energía en el futuro. Así, deben establecerse condiciones favorables para el cambio, lo que necesitará numerosas decisiones cada vez más pequeñas, así como la coordinación entre muchos actores a diferentes niveles (urbano, nacional, europeo, público y privado, etc.). Los caminos para cumplir las metas deben ser lo suficientemente generales como para evaluar distintas opciones tecnológicas que permitan llegar a dichos objetivos.

En este contexto, la visión del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) es la de convertirse en un regulador que genere credibilidad y confianza en todos los grupos de interés, facilitando la adopción de tecnologías más amigables con el ambiente. La mayor participación de las energías renovables, además de contribuir eficientemente a la reducción de emisiones de GEI, disminuye la dependencia de los productos petrolíferos y promueve la diversificación de fuentes propias de suministros al promover recursos autóctonos.

El desarrollo de las fuentes renovables de energía y la participación del regulador energético es uno de los aspectos claves de la política energética nacional, al brindar un ambiente regulatorio estable. El riesgo es uno de los mayores obstáculos en la búsqueda de financiamiento de los proyectos de RER. Así, los inversionistas requieren

mayores rendimientos para cubrir su exposición al riesgo. Por otro lado, existe una mayor percepción de riesgos en los proyectos de RER dada su dependencia de las políticas públicas y el bajo desarrollo inicial de estas tecnologías en los países en desarrollo.

Aunque solo algunas fuentes renovables son económicamente competitivas con las energías convencionales en estos momentos, la gran mayoría lo serán a corto o mediano plazo. En este sentido podemos señalar que las instalaciones eólicas, las centrales mini hidráulicas (de menos de 20 MW de potencia nominal) y las instalaciones de energía solar térmica de baja temperatura, habrían alcanzado prácticamente el umbral de rentabilidad.

Debe destacarse que el Perú ha sido tradicionalmente un país cuya generación eléctrica se ha sustentado en la hidroelectricidad, una fuente de energía renovable. En la actualidad, cuando la disponibilidad de recursos fósiles juega un rol determinante en el suministro energético global y nacional, y cuando los factores ambientales aparecen entre las preocupaciones principales de la sociedad contemporánea, las RER resurgen con éxito creciente en todas las latitudes del planeta, alentadas por los apremios del suministro energético y la presencia de marcos normativos favorables.

El presente libro realizará un recuento del estado actual de la generación renovable en el Perú y en el mundo. Así, se centra en recopilar una serie de documentos de trabajos y estudios elaborados por Osinermin a propósito del desarrollo de las fuentes de RER; y se recopilan estudios actualizados realizados por Osinermin que tuvieron lugar durante la realización de la Conferencia de las Partes COP20 en Lima (2014).

El contenido del libro **La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático** inicia con el **capítulo 1**, donde se abordan los aspectos económicos y tecnológicos de la generación eléctrica en base a recursos renovables no convencionales y las tecnologías de bajas emisiones de CO₂ (como la energía nuclear). Se trata de algunas tecnologías que están muy desarrolladas actualmente, como la geotérmica, la solar, entre otras. En el **capítulo 2** se analiza el marco internacional de las energías renovables no convencionales y sus mecanismos de promoción. De tal forma, se explica que la creciente preocupación orientada a la conservación de los ecosistemas, el surgimiento de fenómenos como la lluvia ácida y el deterioro de la



Foto: Tacna Solar Perú. Fuente: Osinermin.

capa de ozono, han impulsado la suscripción de acuerdos internacionales como el Protocolo de Kioto (1997), el Acuerdo de Copenhague (2009), la Plataforma de Durban (2011) y el Acuerdo de París (2015). En el **capítulo 3** se trata precisamente sobre el mecanismo de promoción utilizado en el Perú para el desarrollo de las energías renovables. En Perú, se ha elegido la estrategia de licitar una cantidad de energía determinada y establecer una competencia por el mercado. Recientemente, se han establecido cuotas para cada una de las tecnologías, de tal forma que se puede diversificar la matriz de fuentes de RER.

En el **capítulo 4** se presentan los sistemas de transmisión y distribución de energía más eficientes, que en conjunto pueden permitir mitigar en mayor cuantía la emisión GEI y contrarrestar los efectos del cambio climático. Así, se discute sobre el desarrollo tecnológico de las redes eléctricas mediante las *smart grids*. Estos componentes tienen una serie de beneficios al permitir el establecimiento de mecanismos de cogeneración y de generación distribuida. El **capítulo 5** trata sobre la importancia de las energías renovables en el sector transporte, el cual registra uno de los mayores crecimientos en su demanda de combustibles fósiles en el mundo. El **capítulo 6** analiza las ventajas y desventajas del desarrollo de los biocombustibles como alternativa para mitigar las emisiones de CO₂.

Por otro lado, el **capítulo 7** trata sobre la hipótesis de la escalera energética en los hogares y cómo la masificación del uso de la energía mediante el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y otras políticas del Estado peruano están contribuyendo a que los hogares vulnerables mejoren sus condiciones de consumo de fuentes de energía limpia. El **capítulo 8** se enfoca en el impacto de las energías de RER en nuestro país, en términos de la mitigación de la emisión de CO₂, y el impacto del FISE en ese mismo sentido. Finalmente, el **capítulo 9** discute los retos y perspectivas a futuro de las energías renovables para brindar energía limpia y descarbonizar las economías.

JESUS TAMAYO PACHECO

Presidente del Consejo Directivo
Editor
Osinermin

JULIO SALVADOR JACOME

Gerente General
Editor
Osinermin



INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La humanidad está enfrentando en el siglo XXI uno de los mayores desafíos en su historia: el problema del cambio climático. Este fenómeno está asociado a la variación de las condiciones del clima provocada por las emisiones de gases de efecto invernadero (como el dióxido de carbono) derivadas de las actividades humanas, la deforestación acelerada de los bosques por la tala indiscriminada, la acidificación de los mares, la reducción de la biodiversidad y la erosión de los suelos.

En vista de este problema, los diferentes gobiernos del mundo están buscando establecer un proceso de transición energética que tiene como objetivo alcanzar una economía sostenible. Uno de los mayores desafíos para alcanzar la meta es mitigar los efectos del mencionado cambio climático, producto de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI)¹. La mayoría de los principales GEI se producen de manera natural, pero el aumento de su concentración en la atmósfera durante los últimos 100 años se ha debido, principalmente, a actividades humanas. Así lo indican diversos estudios científicos y opiniones del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático².

Dado que el clima y la atmósfera son bienes públicos de carácter global, existen problemas de incentivos para protegerlos bajo un entorno de mercado. Por ejemplo, la contaminación atmosférica de un país en particular genera impactos negativos en estos bienes, los cuales se difunden traspasando las fronteras (*transboundary pollution*), afectando a las poblaciones de otros países y alterando el entorno de vida de la fauna y flora mundial, sin que medie alguna compensación económica por los daños causados a los afectados en el globo.

El gran riesgo para la sostenibilidad de la humanidad y de la vida en el planeta es que el clima se vea alterado de tal manera por la contaminación global que se alcance “un punto de no retorno”. Entonces, se podrían generar condiciones climatológicas caóticas que provocarían desastres naturales que atentarían contra la vida de grandes poblaciones a nivel mundial (aumento de la temperatura a condiciones intolerables para la subsistencia de la vida tal como la conocemos y la destrucción de la biodiversidad). El reto contemporáneo de los gobiernos a nivel mundial es ponerse de acuerdo para afrontar la contaminación global, prevenir el cambio climático o mitigar sus efectos. En otras palabras, los gobiernos en el mundo tienen el desafío de “descarbonizar” sus economías mediante la introducción de fuentes renovables de energía y el uso de nuevas tecnologías eficientes en el consumo de energía.

La sostenibilidad ambiental se ha convertido en uno de los objetivos de política mundial que se encuentra presente en la agenda internacional como uno de los bienes públicos globales, cuya provisión debe ser prioritaria. La Organización de las Naciones Unidas (ONU),

mediante el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), ha identificado que los temas medioambientales se encuentran entre las cinco áreas que requieren una acción a nivel global. La existencia de acuerdos y de organizaciones internacionales puede contribuir a facilitar la cooperación internacional, fijando pautas de responsabilidad, normas de conducta y procedimientos para su aplicación. En el marco de estos acuerdos tiene lugar un proceso negociador por el que los países acceden a un determinado comportamiento cooperativo que permita alcanzar resultados beneficiosos para todos.

Así, con el objetivo de mitigar los efectos del cambio climático y sus consecuencias para el ambiente, la comunidad internacional ha suscrito diversos compromisos internacionales. Entre los más representativos se encuentran el Protocolo de Kioto (1997), el Acuerdo de Copenhague (2009), la Plataforma de Durban (2011) y, recientemente, el Acuerdo de París de diciembre de 2015. En la Declaración de París sobre Movilidad Eléctrica y Cambio Climático de 2015, se ha planteado la necesidad de limitar el incremento de la temperatura global por debajo de dos grados centígrados. A pesar de la importancia de estas iniciativas, los acuerdos finales no han sido estrictamente de carácter vinculante. No obstante, estas cumbres han permitido la difusión y concientización, por parte de la sociedad, de las consecuencias potenciales de una fuerte variación en la temperatura del planeta.

El problema de los bienes públicos globales como el clima, ha generado el resurgimiento del debate sobre la intervención de los estados nacionales en su protección. La mayoría de los argumentos económicos para la intervención del Estado en los mercados se basa en la idea de que el mercado no puede proveer adecuadamente bienes públicos (como el clima) o hacer frente a las externalidades (como la contaminación atmosférica). Los bienes públicos son definidos como no excluibles y no rivales (Samuelson, 1954). Los bienes no excluibles son aquellos en los cuales no se puede evitar el consumo de agentes que no han contribuido a su provisión. Asimismo, el no rival es aquel por el cual el consumo de parte de un agente económico no reduce la cantidad del bien disponible para el resto de agentes.

Se considera que existen externalidades cuando las acciones de los agentes que participan en el mercado, compradores o vendedores, afectan a otros agentes económicos ajenos. El equilibrio de mercado en presencia de externalidades originará ineficiencias dado que los beneficios y costos privados no coinciden con los sociales. Si son bienes públicos originados en el medio natural, como el paisaje, la biodiversidad o el clima, al ser bienes no excluibles, resultan gratuitos para el consumidor, en el sentido de que no es necesario incurrir en costo privado alguno cuando se decide disfrutar de ellos. En este contexto, los mercados privados no pueden garantizar que se producirán y consumirán las cantidades adecuadas de estos bienes. Así, los conceptos de externalidad y bien público tienden a superponerse.

El ambiente tiene características de bien público. El clima y la atmósfera son bienes públicos ambientales de carácter global. De esta manera, no se puede excluir a los países de los beneficios de la política climática de los demás. De igual forma, es difícil obligar a los países a respetar los acuerdos climáticos internacionales que firman para proteger el ambiente global.

La economía ambiental define el valor total de un bien como la suma del valor de uso y el de no uso. El valor de uso considera los elementos asociados al uso que se hace del bien. El valor de uso directo se reconoce de manera inmediata por medio del consumo del ambiente o de un servicio que presta el mismo (como la regulación de la temperatura por el clima), y puede estar incluso asociado a un valor en el mercado (por ejemplo, la visita a una reserva natural). El valor de uso indirecto está relacionado con los beneficios que recibe la sociedad mediante los servicios ambientales de los ecosistemas y de las funciones del hábitat (por ejemplo, el valor que tiene el ecosistema de una reserva como sumidero de dióxido de carbono, CO₂). Por otro lado, el valor de no uso es aquel que no está relacionado con el uso actual o potencial de un recurso. El valor de legado tiene en cuenta el valor asociado al hecho de que las

generaciones futuras podrán hacer uso del bien ambiental (por ejemplo, una reserva natural que pueda ser visitada por las generaciones futuras es un legado que se traspassa).

En el caso de los bienes ambientales como el clima, los beneficios de las regulaciones pueden estimarse mediante la disposición de los agentes a pagar por su conservación, vía métodos de preferencias declaradas (mediante encuestas de valoración contingente) o reveladas (mediante las decisiones observadas de los individuos). El beneficio de las políticas para preservar la estabilidad del clima puede estimarse con el daño evitado sobre el ambiente, dada la menor emisión de GEI. En el caso de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, los beneficios están dados por la mitigación de las emisiones de GEI al ambiente, valoradas al precio de la tonelada de CO₂.

El problema de la elección de los instrumentos regulatorios sobre el ambiente se puede clasificar en aquellas regulaciones basadas en el mercado y las de comando y control (Breyer, 1982 y Viscusi, 1983). Los mecanismos de mercado se implementan vía impuestos pigouvianos, subsidios o la creación de mercados (e.g. asignación de derechos de propiedad, mercados de derechos de emisiones de GEI para hacer frente a las externalidades negativas, etc.).



Foto: Eólica Tres Hermanas, Perú. Fuente: Osinergmin.

En este contexto, dos de los sectores más comprometidos con la emisión de GEI en el mundo son la generación eléctrica y el transporte. Así, las políticas sostenibles buscan promover las energías renovables, las cuales utilizan las fuentes naturales de energía (sol, viento, agua, crecimiento de las plantas). En el sector eléctrico, estas energías actualmente solo cubren el 22% del consumo mundial de electricidad con la importancia de la energía hidroeléctrica, que representa tres cuartas partes de la electricidad de los recursos renovables. En el sector transporte se están desarrollando nuevas tecnologías de automóviles eléctricos, además de biocombustibles, para mitigar las emisiones de GEI. En forma general, se proponen dos tipos de medidas: i) aquellas orientadas al reemplazo del transporte público en detrimento de los vehículos privados para generar menos contaminación; y ii) aquellas orientadas al uso de energéticos más ecoeficientes, como los biocombustibles o el auto eléctrico.

Es importante mencionar que el factor de emisión de GEI de los sistemas eléctricos de los países de la región latinoamericana es menor que en otras partes del mundo, principalmente por el importante componente de recursos hidroeléctricos y bioenergía (CAF, 2013). Así, a nivel de la matriz eléctrica, la participación de la producción de energías renovables en el planeta está en 20%, en tanto que en América Latina en 69%. La proyección a 2035 mantiene esa hegemonía, con el 71% de recursos renovables para América Latina y 31% para el mundo (World Economic Outlook 2013). Sin embargo, en términos de transporte, constituye una participación importante la emisión total de CO₂ de los países de América Latina (35.9% vs. 28.1% para los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, OCDE).

La aplicación del *smart metering* (medición inteligente) y las *smart grids* (redes inteligentes) será un paso significativo para mejorar la confiabilidad y la performance de los sistemas de distribución, incluyendo mecanismos de respuesta de demanda que permitan introducir fuentes de generación renovable en las redes de distribución, minimizando las pérdidas y garantizando la eficiencia en la distribución de electricidad. El *smart metering* permite la medición del consumo eléctrico en tiempo real, con lo cual se puede permitir la respuesta de la demanda de energía ante variaciones en la oferta, donde el consumidor puede ajustar su nivel de consumo en función del precio de la electricidad. Así, a medida que se incremente el porcentaje de generación por medio de fuentes renovables, se necesitarán mayores sistemas de gestión que permitan controlar los flujos eléctricos y que hagan posible mantener la fiabilidad e integrar adecuadamente el sistema.

Las *smart grids* son sistemas que integran inteligentemente el comportamiento y acciones de todos los agentes (generadores y consumidores) con la finalidad de brindar energía eléctrica de forma sostenible, segura y económica. El término *smart grid* agrupa a diversos tipos de tecnología, tanto en el segmento *upstream* (empresas generadoras) como en el *downstream* (clientes finales). En ese sentido, se puede referir, por ejemplo, a medidores inteligentes que calculan la producción, el consumo y las tarifas en tiempo real, o a instrumentos de comunicación (sensores y redes de comunicación) que transmiten información del estado de la red eléctrica en tiempo real.

En el caso peruano, la introducción de los recursos energéticos renovables no convencionales (RER) para reducir las emisiones de CO₂ y mitigar el cambio climático se ha realizado, sobre todo, en el segmento de generación eléctrica, el cual ha estado vinculado, tradicionalmente, a grandes emisiones de GEI por la quema de combustibles fósiles para generar electricidad. El Decreto Legislativo N° 1002 estableció un esquema de “competencia por el mercado” para la provisión de energía renovable. En este marco, la agencia reguladora tiene el rol de establecer las condiciones para el funcionamiento de este esquema de mercado.

En el Perú la promoción de energías renovables se realiza mediante las subastas administradas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). Una subasta es un mecanismo de mercado que cuenta con un conjunto explícito de reglas para la asignación de recursos y donde los precios se basan en las pujas (ofertas) presentadas por los participantes. Las reglas de una subasta definen al ganador, los pagos y el comportamiento del participante durante el proceso de subasta. La característica más importante de las subastas es que existe información asimétrica entre quienes participan, por lo que mediante ella se busca que este mecanismo competitivo sea eficiente en el sentido de Pareto y logre maximizar el bienestar social, mitigando los efectos de la asimetría informativa y reduciendo las conductas oportunistas durante la asignación de los recursos. A nivel global, el uso de subastas como mecanismo competitivo para promocionar la generación eléctrica con energías renovables ha llegado a ser una herramienta eficaz de política energética. La simplicidad del proceso de las subastas de RER ha permitido obtener muy buenos resultados en términos de abaratamiento de los costos de las tecnologías de RER.

Uno de los puntos que ha favorecido el desarrollo de los recursos renovables en el Perú son los mecanismos de desarrollo limpio (MDL).

Estos fueron instaurados en el Protocolo de Kyoto de 1997. La mayor parte de los proyectos de energía renovable en el Perú ha tenido acceso a este tipo de mecanismos, los cuales han permitido su desarrollo. Al financiar estos proyectos, los países desarrollados pueden obtener una reducción certificada de emisiones (CER), cada una equivalente a una tonelada de CO₂, con lo cual cumplen con los compromisos asumidos con respecto a su nivel de emisiones.

La aplicación del MDL y el posterior otorgamiento de CER estaban sujetos al cumplimiento de ciertas condiciones para los proyectos. Estas eran: i) los proyectos debían reducir algunos de los gases establecidos en el Anexo A del Protocolo (CO₂, NH₄, etc.), ii) los proyectos debían ser de participación voluntaria, iii) estos debían reducir emisiones adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto, iv) debía demostrarse que los proyectos no hubiesen sido rentables en ausencia de dicho mecanismo, v) los proyectos debían tener beneficios reales y mesurables a largo plazo con respecto a la mitigación de GEI, vi) estos debían contribuir al desarrollo del país, vii) los proyectos debían ser desarrollados en un país que haya ratificado el Protocolo de Kioto y, finalmente, viii) los proyectos debían estar avalados por el país en donde se ejecuten.

En el caso de los proyectos de generación basados en fuentes de RER en el Perú, una parte importante está involucrada dentro del MDL³, porque contaron con todos los requisitos para aplicar: son proyectos que tienen un significativo impacto ambiental y requieren del financiamiento para convertirlos en rentables. Con ello, los proyectos acceden a los CER que pueden ser transados en los mercados de carbono. De esta manera, logran obtener ingresos que les permiten cubrir sus costos y ser privadamente atractivos.

La participación de las fuentes de RER en la generación eléctrica del país ha ido en aumento, aunque de manera moderada. En 2008, las fuentes de RER constituían solo el 0.002% del total de energía eléctrica producida en nuestro país, mientras que en 2016 representaron el 4.7%. Inicialmente, la producción de electricidad en base a fuentes de RER estaba constituida totalmente por centrales mini hidráulicas. A la fecha, se han llevado a cabo cuatro procesos de subasta de RER para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y un proceso de subasta de RER *off-grid* para áreas no conectadas a la red.

En la cuarta subasta, llevada a cabo en 2016, se adjudicaron en total 13 proyectos de generación eléctrica (dos proyectos con biogás, tres

con tecnología eólica, dos con tecnología solar y seis pequeñas hidroeléctricas), los cuales aportarán al SEIN 1740 GWh de energía al año. Actualmente, como resultado de las subastas de RER realizadas, el Perú tiene en operación comercial en el SEIN, 32 centrales de RER que incluyen 18 centrales hidráulicas, dos centrales de biogás (Huaycoloro de 3.4 MW y La Gringa de 3.2 MW), cinco centrales solares (96 MW), cuatro parques eólicos (239 MW) y una planta de biomasa (23 MW). Además, se cuenta con otras dos centrales de RER que no perciben ingresos por la prima RER: la Central de Biomasa Maple Etanol y la Central Hidroeléctrica Pías.

El reciente proceso de promoción de las fuentes de RER en el parque generador de electricidad del Perú presenta un resultado auspicioso. Los volúmenes de emisiones mitigadas de CO₂ y CH₄ (ambas en términos equivalentes de CO₂), han pasado de 32 mil toneladas equivalentes de CO₂ (tCO₂-e) en 2008 a 1443 mil tCO₂-e en 2015, representando un valor de mercado acumulado de US\$ 499 millones en el periodo 2008-2015. En efecto, la mitigación de GEI por el uso de fuentes de RER responde proporcionalmente a su contribución en la producción eléctrica: mientras más se produzca con fuentes renovables no convencionales, mayor será el beneficio hacia el ambiente.

El creciente proceso de urbanización y el aumento de la clase media en nuestro país generan mayores retos para mitigar las emisiones de CO₂. En primer lugar, el aumento en el consumo de electricidad, la producción y el uso de aparatos eléctricos se multiplica. Las redes deben ser capaces de regular estas nuevas características de las redes eléctricas y buscar alternativas para lograr la eficiencia energética.

Asimismo, el incremento de la población y la mayor movilidad social en el Perú generan más demanda de medios de transporte, lo que a su vez implica un incremento de las emisiones de GEI, afectando al ambiente. Ante esta situación, en el mundo se vienen implementando dos medidas: i) el uso del transporte público como los trenes eléctricos en detrimento de los vehículos privados para reducir las emisiones de GEI y ii) la introducción de medios de transporte que usen energía de manera más eficiente, como los vehículos eléctricos. En otras palabras, se están implementando en el mundo cambios en el modo de transporte (de privado a público) y en el tipo de energía usado (energía química del combustible a energía eléctrica de fuentes renovables), los cuales llegarán al Perú en un futuro cercano.

El principal desafío a futuro para el Perú será el de incorporar las tecnologías de RER de forma espontánea, sin necesidad de un mecanismo centralizado de subasta ni de dar subvenciones para promover su entrada. De esta forma, el desarrollo de la infraestructura de los sistemas de RER no se logrará exclusivamente con decisiones centralizadas, sino por la libre iniciativa en un contexto de alto crecimiento que lleve a equilibrar la competitividad, la seguridad y la sostenibilidad energética. Para ello, será necesaria la incorporación de sistemas de generación distribuida en las redes de distribución eléctrica, con el objetivo de permitir la introducción de fuentes de generación de RER de manera desconcentrada en los sistemas de distribución. Asimismo, será importante establecer redes inteligentes (*smart grids*) que hagan viable la automatización de los flujos de energía bidireccionales y en tiempo real, con el propósito de administrar la generación distribuida y balancear la intermitencia de las fuentes de RER. En el sector transporte, el reto más importante será desarrollar la infraestructura necesaria para generar medios públicos masivos eficientes basados en la electricidad y con la calidad necesaria para ser un sustituto eficaz del automóvil de combustión de interna.

El libro **La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático** que presentamos a continuación, contiene un recuento de la importancia del desarrollo energético sostenible para las futuras generaciones, las nuevas tendencias de las energías renovables en los mercados mundiales y el esfuerzo realizado por Osinergmin y el Estado peruano para su promoción.

La presente publicación es un esfuerzo del equipo de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) de Osinergmin para brindar los aspectos más importantes acerca de la regulación de las energías renovables en nuestro país. Creemos que se convertirá en un importante referente académico para futuras investigaciones sobre esta industria.

**ARTURO LEONARDO
VASQUEZ CORDANO, PH.D.**

Gerente de Políticas y Análisis Económico
Editor General en Jefe
Osinergmin



Foto: Paneles Solares. Fuente: Shutterstock.

01

TECNOLOGÍAS DE RER Y NUEVAS TENDENCIAS ENERGÉTICAS

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS



Foto: Panel Solar. Fuente: Shutterstock.

TECNOLOGÍAS DE RER Y NUEVAS TENDENCIAS ENERGÉTICAS

Características técnicas y económicas

Las características tecnológicas y económicas de la generación de electricidad con recursos energéticos renovables (RER) han evolucionado y a la fecha, en muchos casos, son más competitivas con respecto a tecnologías convencionales. Además, los RER permiten mitigar en mayor cuantía la emisión de gases de efecto invernadero y contrarrestar los efectos del cambio climático.



Foto: Supervisión de Aerogeneradores Eólicos. Fuente: Shutterstock.

CAPITULO-01

TECNOLOGÍAS DE RER Y NUEVAS TENDENCIAS ENERGÉTICAS

Características técnicas y económicas

El presente capítulo describe las características técnicas y económicas de la generación de electricidad con tecnología de recursos energéticos renovables: solar, eólica, biomasa, biogás, mini hidráulica, mareomotriz, captura de carbono y geotérmica. Asimismo, cuenta la evolución de la energía nuclear como fuente para generar electricidad.

1.1. ENERGÍA SOLAR

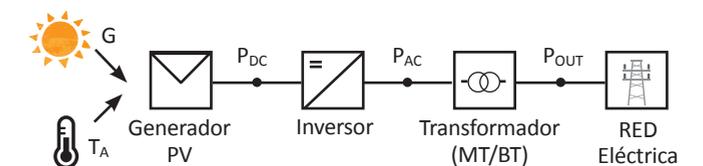
Es una energía renovable que se obtiene a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol. El calor y la luz del sol se pueden aprovechar por medio de diversos captadores, como células fotovoltaicas, helióstatos o colectores térmicos, que permiten su transformación en energía eléctrica o térmica (International Energy Agency, IEA, 2011)¹.

Existen diferentes tecnologías solares que se pueden clasificar en pasivas o activas según cómo capturan, convierten y distribuyen la energía solar. Las activas incluyen el uso de paneles fotovoltaicos y colectores solares térmicos para recolectar la energía. Entre las técnicas pasivas se encuentran

aquellas enmarcadas en la arquitectura bioclimática: la orientación de los edificios al sol, la selección de materiales con una masa térmica favorable o que tengan propiedades para la dispersión de luz, así como el diseño de espacios mediante ventilación natural.

La **ilustración 1-1** muestra la configuración general de la instalación fotovoltaica conectada a la red, que se compone de un generador fotovoltaico, inversor, un transformador de media tensión/ baja tensión (MT/BT) y, finalmente, de la conexión a la red de electricidad.

Ilustración 1-1
Configuración general de la instalación fotovoltaica conectada a la red²



Fuente y elaboración: Sisifo (2014)³-Universidad Politécnica de Madrid.



Foto: Tacna Solar, Perú. Fuente: Osinergmin.

La IEA (2011) afirmó que “el desarrollo de tecnologías solares limpias, baratas e inagotables supondrá un enorme beneficio a largo plazo. Aumentará la seguridad energética de los países mediante el uso de una fuente de energía local, inagotable y, aún más importante, independientemente de importaciones, aumentará la sostenibilidad, reducirá la contaminación, disminuirá los costos de la mitigación del cambio climático y evitará la subida excesiva de los precios de los combustibles fósiles. Estas ventajas son globales. De esta manera, los costos para su incentivo y desarrollo deben ser considerados inversiones; estas deben ser realizadas de forma correcta y ampliamente difundidas”.

En la actualidad, la fuente de energía solar más desarrollada es la energía solar fotovoltaica. Según Sven (2008), podría suministrar electricidad a dos tercios de la población mundial en 2030.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y las economías de escala, el costo de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales (Swanson, 2009), aumentando a su vez la eficiencia. Su costo medio de generación eléctrica es competitivo con relación a las energías no renovables en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando

la paridad de red (El País, 2011). Asimismo, otras tecnologías solares, como la termoeléctrica, están reduciendo sus costos de forma considerable. Entre las principales tecnologías de generación eléctrica se tienen:

1. Tecnología solar fotovoltaica: usada para producir electricidad mediante placas de semiconductores que se alteran con la radiación solar. La energía solar fotovoltaica consiste en la obtención de electricidad directamente de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o una deposición de metales sobre un sustrato denominado célula solar de película fina. Los paneles solares fotovoltaicos no producen calor que se pueda reaprovechar, aunque hay líneas de investigación sobre paneles híbridos que permiten generar energía eléctrica y térmica al mismo tiempo. Estos paneles son apropiados para proyectos de electrificación rural en zonas que no cuentan con red eléctrica, instalaciones sencillas en azoteas y de autoconsumo fotovoltaico. El autoconsumo fotovoltaico consiste en la producción individual, a pequeña escala, de electricidad para el propio consumo, mediante equipos de electricidad renovable (paneles solares fotovoltaicos, aerogenerador), algunos de ellos autoinstalables. Se puede complementar con el balance neto en las instalaciones autónomas o bien facilitar la independencia energética (instalaciones desconectadas). Así, en el caso de un sistema conectado a red, el balance neto permite verter a la red eléctrica el exceso producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso del sobrante en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará de la factura el exceso producido por el sistema de autoconsumo.

2. Tecnología solar térmica (o termosolar): se aprovecha la energía solar para producir calor que puede utilizarse para cocinar alimentos o calentar/hervir agua para uso sanitario o calefacción para generar energía mecánica y, a partir de ella, energía eléctrica. La planta de energía termosolar de concentración (CSP) primero genera calor y puede almacenarlo antes de convertirlo en electricidad. Con la actual tecnología, el almacenamiento de calor es mucho más barato que el de electricidad. De esta forma, una planta CSP puede producir electricidad durante el día y la noche. Si la ubicación de la planta tiene una radiación solar predecible, entonces se convierte en una central confiable de generación de energía.

3. Tecnología termosolar de concentración: se usa para producir electricidad con un ciclo termodinámico convencional a partir de un fluido calentado a alta temperatura.

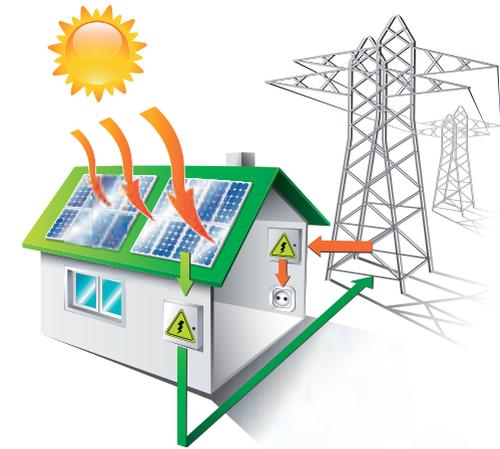
4. Tecnología eólico-solar: funciona con el aire calentado por el sol, que sube por una chimenea donde están los generadores.

5. Tecnología solar híbrida: combina la energía solar con otra energía. Según la energía con la que se combine es una hibridación: renovable (biomasa, energía eólica) o no renovable (combustible fósil).

Debido a que los tiempos de funcionamiento máximo para sistemas eólicos y solares ocurren en diferentes momentos del día y del año, los sistemas híbridos tienen más probabilidades de producir energía cuando la necesiten. Así, combinan múltiples fuentes para entregar energía eléctrica no intermitente (ver **ilustración 1-2**).

Según muchos expertos en energía renovable, un pequeño sistema eléctrico híbrido que combina las tecnologías domésticas de energía eólica y solar doméstica (fotovoltaica) ofrece varias ventajas sobre cualquiera de los dos sistemas.

Muchos sistemas híbridos son autónomos y funcionan fuera de la red, no conectados a un sistema de distribución de electricidad. Para los tiempos en los que ni el viento

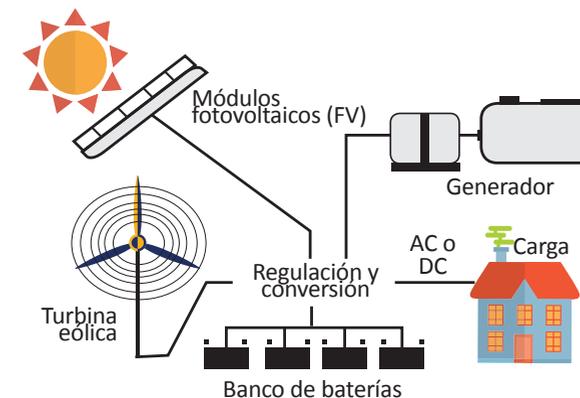


La planta de energía termosolar de concentración (CSP) primero genera calor y puede almacenarlo antes de convertirlo en electricidad.

ni el sistema solar están produciendo, la mayoría de los sistemas híbridos proporcionan energía por medio de baterías y/o un generador de motor alimentado por combustibles convencionales, como el diésel. Si las baterías se agotan, el generador del motor puede suministrar energía y recargar las baterías.

La adición de un generador de motor hace que el sistema sea más complejo, pero los controladores electrónicos modernos pueden operar estos sistemas de forma automática. Un generador de motor también puede reducir el tamaño de los otros componentes necesarios para el sistema. Se debe tener en cuenta que la capacidad de almacenamiento debe ser lo suficientemente grande para suministrar las necesidades eléctricas durante los periodos de no carga. Los bancos de baterías son típicamente dimensionados para suministrar la carga eléctrica de uno a tres días.

Ilustración 1-2
Sistema de energía híbrida solar eólica



Fuente: Energy Gov (2017)⁴. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 1-1

Tendencias de los costos de la energía solar y eólica

Al finales de 2016, invertir en energía renovable fue más rentable que hacerlo en los tradicionales combustibles fósiles. El costo para generar energía solar y eólica está al mismo nivel o es menor que el de producir energía con carbón o gas natural, según el informe **Renewable Infrastructure Investment Handbook** del World Economic Forum (WEF). En 2006, la energía solar costaba US\$ 600/MWh, mientras que el precio de la tradicional obtenida a partir de carbón y gas natural ascendía a solo US\$ 100/MWh; 10 años después, el costo de la energía solar es US\$ 100/MWh y el de la energía eólica es US\$ 50/MWh.



Foto: Paisaje industrial con diferentes recursos energéticos. Fuente: Shutterstock.

En 2015, las inversiones en capacidad de energía renovable fueron de US\$ 285 900 millones, sobrepasando por primera vez a las fuentes convencionales. Según el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP), la cifra representó un incremento de 5% con respecto a 2014, cuando solo alcanzó US\$ 273 000 millones. Es decir, la inversión en energía verde representó el 53.6% de la capacidad total en 2015, según Bloomberg New Energy Finance.

La eficiencia de la tecnología para generar este tipo de energía fue una de las principales razones por las que se abarató su costo. La eficiencia de los paneles solares ha visto un salto considerable de 15% a 22% desde 2011. Las turbinas de viento alcanzaron el 50% de eficiencia (antes estaban en 25%). El crecimiento ha sido acompañado de una disminución progresiva en el coste de la maquinaria. Desde 2009, el costo de los paneles solares ha bajado 80%, mientras que a partir de 2013, las turbinas eólicas se han abaratado un 30%, según la Agencia Internacional de Energía Renovable (Irena).

Alrededor de 30 países en el mundo ya alcanzaron la paridad de red sin necesidad de subsidios, que es cuando una fuente de generación de energía eléctrica puede producirla al mismo o menor coste que el precio general de la electricidad. Las proyecciones mencionan que en los próximos dos años, el 66% de países alcanzará esta paridad de red; y según el Deutsche Bank, si la energía eléctrica sube 3% anual, en un par de años el 80% de países llegaría a la meta. Sin embargo, a la fecha, el 62% de la energía generada en el mundo se obtiene a partir de carbón y gas natural, mientras que la energía renovable asciende solo al 5%.

Referencia: Gestión (2017). **Energía renovable: ¿Cuándo salvar el mundo se convirtió en un negocio rentable?** Disponible en <http://gestion.pe/economia/energia-renovable-cuando-salvar-mundo-se-convirtio-negocio-rentable-2178703>



Foto: Aerogenerador Eólica Cupisnique, Perú. Fuente: Osinergmin.



Foto: Central Talara (aerogeneradores instalados), Perú. Fuente: Osinergmin.



Foto: Eólica Tres Hermanas (izaje de nacelle), Perú. Fuente: Osinergmin.

1.2. ENERGÍA EÓLICA

Se obtiene a partir del viento. En otras palabras, es la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, convertida en otras formas útiles de energía para las actividades humanas. En la actualidad, la energía eólica se utiliza, principalmente, para producir electricidad mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución. Los parques eólicos construidos en tierra suponen una fuente de energía cada vez más barata y competitiva en muchas regiones (incluso más que otras fuentes de energía convenciona-

les). Pequeñas instalaciones eólicas pueden proporcionar electricidad en regiones remotas y aisladas que no tienen acceso a la red eléctrica, similar que la energía solar fotovoltaica. Las compañías eléctricas distribuidoras adquieren cada vez más el excedente de electricidad producido por pequeñas instalaciones eólicas domésticas (Gipe, 1993). El auge de la energía eólica ha provocado también la planificación y construcción de parques eólicos marinos -a menudo conocidos como parques eólicos *offshore*, por su nombre en inglés-, situados cerca de las costas. La energía del viento

es más estable y fuerte en el mar que en tierra, y los parques eólicos marinos tienen un impacto visual menor, pero sus costes de construcción y mantenimiento son considerablemente mayores.

La energía eólica es un recurso abundante, renovable y limpio que ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al reemplazar fuentes de energía a base de combustibles fósiles. El impacto ambiental de este tipo de energía es, por lo general, menos problemático que el de otras fuentes de energía.

La energía del viento es bastante estable y predecible a escala anual, aunque presenta variaciones significativas a escalas de tiempo menores. Al incrementarse la proporción de energía eólica producida en una determinada región o país, se hace imprescindible establecer una serie de mejoras en la red eléctrica local (Holttinen *et al.*, 2006). Diversas técnicas de control energético, como una mayor capacidad de almacenamiento de energía, una distribución geográfica amplia de los aerogeneradores, la disponibilidad de fuentes de energía de respaldo, la posibilidad de exportar o importar energía a regiones vecinas o la reducción de la demanda cuando la producción eólica es menor, pueden ayudar a mitigar en gran medida estos problemas (ESB National Grid, 2004). Adicionalmente, la predicción meteorológica

ca permite a los gestores de la red eléctrica estar preparados frente a las previsible variaciones en la producción eólica que puedan tener lugar a corto plazo (Platt *et al.*, 2012).

¿Cómo se obtiene la energía eléctrica?

De acuerdo con el U.S. Department of Energy (2017), la energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan desde zonas de alta presión atmosférica hacia zonas adyacentes de menor presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión. Los vientos se generan a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre debido a la radiación solar; entre el 1% y el 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. Durante

el día, los continentes transfieren más energía solar al aire que las masas de agua, haciendo que este se caliente y se expanda, por lo que se vuelve menos denso y se eleva. El aire más frío y pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente.

Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas, nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la cantidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves y los valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de 20 años. Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que éste alcance una velocidad mínima que depende del aerogenerador que se vaya a utilizar, pero que suele empezar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14.4 km/h), velocidad llamada *cut-in speed*, y que no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada *cut-out speed*.

La energía del viento se aprovecha mediante el uso de máquinas eólicas o aeromotores capaces de transformar la eólica en energía mecánica de rotación utilizable, ya sea para accionar directamente las máquinas operatrices o para la producción de electricidad. En este último caso, el más ampliamente utilizado en la actualidad, es el sistema de conversión -que comprende un generador eléctrico con sus sistemas de control y de conexión a la red-, conocido como aerogenerador. La energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que produce energía eléctrica. Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos.

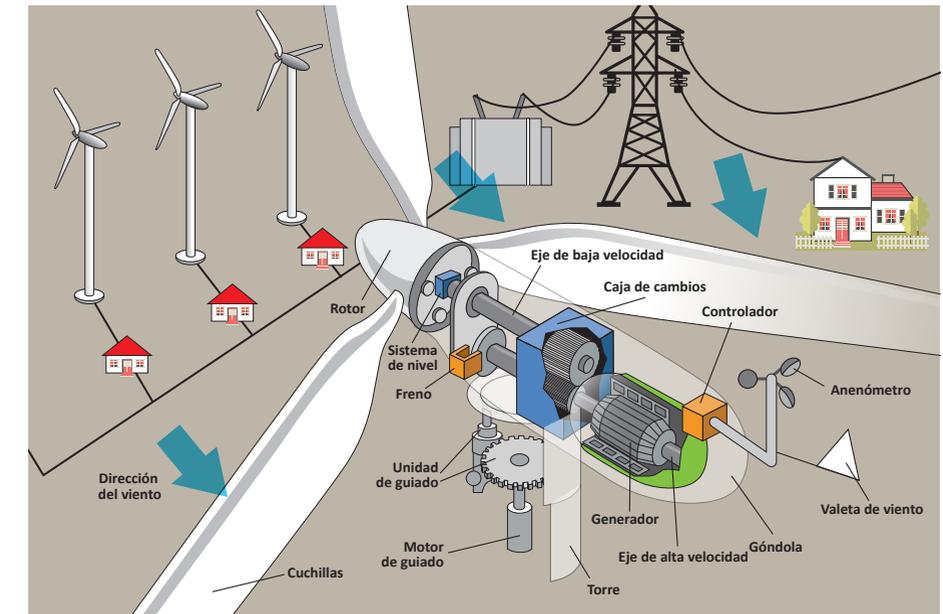
Un aerogenerador es una máquina que transforma, mediante unas aspas oblicuas unidas a un eje común, la energía del viento en energía eléctrica aprovechable. El eje giratorio puede conectarse a varios tipos de maquinaria para moler grano (molinos), bombear agua o generar electricidad. Cuando se usa para producir electricidad se le denomina generador de turbina de viento. Las máquinas movidas por el viento tienen un origen remoto y las más antiguas funcionan como molinos.

Las turbinas eólicas aprovechan el poder del viento y lo utilizan para generar electricidad. En pocas palabras, una turbina eólica funciona al contrario que la de un ventilador. En lugar de usar la electricidad para hacer viento, como un ventilador, las turbinas eólicas utilizan el viento para producir electricidad. La energía en el viento da vuelta a dos o tres palas de la hélice, como alrededor de un rotor. El rotor está conectado al eje principal que gira un generador para crear electricidad. La **ilustración 1-3** proporciona una vista detallada del interior de una turbina eólica, sus componentes y su funcionalidad.

La **ilustración 1-3** muestra, además, los siguientes elementos del interior de una turbina eólica:

- **Anemómetro:** mide la velocidad del viento y transmite los datos de velocidad del viento al controlador.
- **Cuchillas:** se elevan y giran cuando sopla el viento, haciendo que el rotor gire. La mayoría de las turbinas tienen dos o tres cuchillas.
- **Freno:** detiene el rotor mecánica, eléctrica o hidráulicamente en emergencias.
- **Controlador:** inicia la máquina a velocidades del viento de unos 8 a 16 millas por hora

Ilustración 1-3 Interior de una turbina eólica y generación de electricidad



Fuente y elaboración: U.S. Department of Energy (2017)⁵.

(mph) y cierra la máquina a unos 55 mph. Las turbinas no funcionan a velocidades del viento por encima de 55 mph porque pueden ser dañadas por los fuertes vientos.

- **Caja de cambios:** conecta el eje de baja velocidad al eje de alta velocidad y aumenta las velocidades de rotación de aproximadamente 30-60 rotaciones por minuto (rpm) a aproximadamente 1000-1800 rpm. Esta es la velocidad de rotación requerida por la mayoría de los generadores para producir electricidad. La caja de cambios es costosa (y pesada) y los ingenieros están explorando generadores de transmisión directa que operan a velocidades de rotación más bajas y no necesitan cajas de engranajes.

- **Generador:** produce la electricidad y suele ser un generador de inducción estándar.
- **Eje de alta velocidad:** conduce el generador.
- **Eje de baja velocidad:** gira el eje de baja velocidad a aproximadamente 30-60 rpm.
- **Góndola:** se encuentra encima de la torre y contiene la caja de cambios, ejes de baja y alta velocidad, generador, controlador y freno.
- **Sistema de nivel:** gira las palas del viento para controlar la velocidad del rotor y evita que el rotor gire en vientos demasiado altos o demasiado bajos para producir electricidad.



Foto: Eólica Tres Hermanas, Perú (izaje de nacelle). Fuente: Osinergmin.

- **Rotor:** las cuchillas y el cubo forman juntos el rotor.
- **Torre:** hecha del acero tubular (como se muestra en la **ilustración 1-3**), de concreto, o de enrejado de acero. Soporta la estructura de la turbina. Debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura, las torres más altas permiten a las turbinas capturar más energía y generar más electricidad.

- **Dirección del viento:** determina el diseño de la turbina.
- **Veleta de viento:** mide la dirección del viento y comunica con el accionamiento de guiñada para orientar la turbina correctamente con respecto a este.
- **Unidad de guiado:** orienta las turbinas de viento para mantenerlas frente a este cuando la dirección cambia. Las turbinas de viento no requieren un accionamiento de guiñada porque el viento sopla manualmente el rotor lejos de él.
- **Motor de guiado:** da poder a la unidad de guiado.

Costo de la energía eólica

El costo de la unidad de energía producida en instalaciones eólicas se deduce de un cálculo bastante complejo. Para su evaluación, se deben tener en cuenta diversos factores, entre los cuales cabe destacar:

- El costo inicial o inversión inicial. El costo del aerogenerador incide en, aproximadamente, el 60 o 70%. El costo medio de una central eólica es en la actualidad de unos 1200 euros por kW de potencia instalada, y variable según la tecnología y la marca que se vaya a instalar.
- La vida útil de la instalación (aproximadamente 20 años) y la amortización de este costo.
- Los costos financieros.
- Los costos de operación y mantenimiento (variables entre el 1% y el 3% de la inversión).
- La energía global producida en un año, es decir, el factor de planta de la instalación. Ésta

se define en función de las características del aerogenerador y de las características del viento en el lugar donde se ha emplazado. El cálculo es bastante sencillo puesto que se usan las curvas de potencia certificadas por cada fabricante y que suelen garantizarse entre el 95% y el 98%, según cada fabricante. Para algunas de las máquinas que llevan ya funcionando más de 20 años se ha llegado a alcanzar el 99% de la curva de potencia.

El costo de la energía eólica alcanzó la paridad de red (el punto en el que el costo de esta energía es igual o inferior al de otras fuentes de energía tradicionales) en algunas áreas de Europa y de Estados Unidos a mediados de la década de 2000. La caída de los costos continúa impulsando a la baja el precio normalizado de esta fuente de energía renovable: se estima que alcanzó la paridad de red de forma general en todo el continente europeo en torno a 2010, y que alcanzaría el mismo punto en todo Estados Unidos en 2016, debido a una reducción adicional de sus costos del 12% (IEA, 2016).

La instalación de energía eólica requiere de una considerable inversión inicial, pero posteriormente no presenta gastos de combustible (Irena, 2012). Es por eso que su precio es mucho más estable que el de otras fuentes de energía fósil (National Grid, 2006). El costo marginal de la energía eólica, una vez que la planta ha sido construida y está en marcha, es generalmente inferior a US\$ 0.01 por kWh, e incluso se ha visto reducido con la mejora tecnológica de las turbinas más recientes. Existen en el mercado palas para aerogeneradores cada vez más largas y ligeras, a la vez que se realizan mejoras constantes en la maquinaria, incrementando su eficiencia. Los costos de inversión inicial y de mantenimiento de los parques eólicos han descendido (Danielson, 2012).

En febrero de 2013, Bloomberg New Energy Finance informó que el costo de la generación de energía procedente de nuevos parques eólicos en Australia es menor que el procedente de nuevas plantas de gas o carbón. Al incluir en los cálculos el esquema actual de precios para los combustibles fósiles, sus estimaciones indicaban unos costes (en dólares australianos) de US\$80/MWh para nuevos parques eólicos, US\$143/MWh para nuevas plantas de carbón y US\$116/MWh para nuevas plantas de gas. Este modelo muestra además que “incluso sin una tasa sobre las emisiones de carbono (la manera más eficiente de reducir emisiones a gran escala) la energía eólica es un 14% más barata que las nuevas plantas de carbón, y un 18% más que las nuevas plantas de gas” (Bloomberg, 2013).

Pros y contras de la energía eólica

En cuanto al aspecto técnico, debido a la falta de seguridad en la existencia de viento, la energía eólica no puede ser utilizada como única fuente de energía eléctrica. Este problema podría solucionarse mediante dispositivos de almacenamiento, pero hasta el momento no existen sistemas lo suficientemente grandes como para almacenar cantidades considerables de energía eléctrica de forma eficiente. Por lo tanto, para salvar los valles en la producción de energía eólica y evitar apagones generalizados, es indispensable un respaldo de las energías convencionales, como centrales termoeléctricas de carbón, gas natural, petróleo o ciclo combinado o centrales hidroeléctricas reversibles. Esto supone un inconveniente, puesto que cuando respaldan a la eólica, las centrales de carbón no pueden funcionar a su rendimiento óptimo, que se sitúa cerca del 90% de su potencia. Tienen que quedarse muy por debajo de este porcentaje para poder subir sustancialmente su producción



Foto: Supervisión de Energía Eólica. Fuente: Shutterstock.

en el momento en que amaine el viento. Cuando esto pasa, las centrales térmicas consumen más combustible por kWh producido. Además, al aumentar y disminuir su producción cada vez que cambia la velocidad del viento, se produce un desgaste mayor de la maquinaria. La variabilidad en la producción de energía eólica tiene otras importantes consecuencias:

- Para distribuir la electricidad producida por cada parque eólico (suelen estar situados en parajes naturales apartados), es necesario construir unas líneas de alta tensión capaces de conducir el máximo de electricidad.
- Técnicamente, uno de los mayores inconvenientes de los aerogeneradores es

el llamado hueco de tensión. Ante uno de estos fenómenos, las protecciones de los aerogeneradores con motores de jaula de ardilla provocan la desconexión de la red para evitar ser dañados y, en consecuencia, generar nuevas perturbaciones en ella: en este caso, de falta de suministro. El problema se soluciona mediante la modificación del sistema eléctrico de los aerogeneradores, lo que resulta bastante costoso. Es más fácil asegurarse de que la red a la que se va a conectar sea fuerte y estable.

- Además de la evidente necesidad de una velocidad mínima en el viento para poder mover las aspas, existe también una limitación superior: una máquina puede estar generando el máximo de su potencia,

El costo de la energía eólica alcanzó la paridad de red (el punto en el que el costo de esta energía es igual o inferior al de otras fuentes de energía tradicionales) en algunas áreas de Europa y de Estados Unidos a mediados de la década de 2000.

pero si la velocidad del viento sobrepasa las especificaciones del aerogenerador, es obligatorio desconectarlo de la red o cambiar la inclinación de las aspas para que dejen de girar, puesto que su estructura puede resultar dañada por los esfuerzos que aparecen en el eje. La consecuencia inmediata es un descenso evidente de la producción eléctrica, a pesar de haber viento en abundancia, y supone otro factor más de incertidumbre a la hora de contar con esta energía en la red eléctrica de consumo.

En cuanto al aspecto ambiental de la energía eólica, se suele combinar con centrales térmicas, lo que lleva a que algunas personas consideren que realmente no se ahorran demasiadas emisiones de CO₂. No obstante, hay que tener en cuenta que ningún tipo de energía renovable permite, al menos por sí sola, cubrir toda la demanda y producción de electricidad; sin embargo, su aporte a la

red eléctrica es netamente positivo desde el punto de vista del ahorro de emisiones.

El impacto paisajístico es una nota importante debido a la disposición de los elementos horizontales que lo componen y la aparición de un elemento vertical como es el aerogenerador. Producen el llamado efecto discoteca: este aparece cuando el sol está por detrás de los molinos y las sombras de las aspas se proyectan con regularidad sobre los jardines y las ventanas, parpadeando. Unido al ruido, este efecto puede despertar en las personas un alto nivel de estrés, con efectos de consideración para la salud. No obstante, la mejora del diseño de los aerogeneradores ha permitido ir reduciendo progresivamente el sonido que producen.

La apertura de parques eólicos y el trabajo de operarios en ellos hacen que la presencia humana sea constante en lugares hasta entonces poco transitados, lo que afecta

también a la fauna. Asimismo, existen parques eólicos en España en espacios protegidos como la Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) y el Lugar de Importancia Comunitaria (LIC) de la Red Natura 2000, lo que supone un impacto natural (debido a la actividad humana). Al comienzo de su instalación, los lugares seleccionados para ello coincidieron con las rutas de las aves migratorias o con las zonas donde las aves aprovechan vientos de ladera, así los aerogeneradores entraron en conflicto con aves y murciélagos.

Microgeneración de energía eólica

La microgeneración de energía eólica consiste en pequeños sistemas de generación de hasta 50 kW de potencia (Carbon Trust, 2008 y Met Office, 2008). En comunidades remotas y aisladas, que tradicionalmente han utilizado generadores diésel, su uso supone una buena alternativa. También es empleada con más frecuencia por hogares que instalan estos sistemas para reducir o eliminar su dependencia de la red eléctrica por razones económicas, el impacto ambiental y su huella de carbono. Este tipo de pequeñas turbinas se han venido usando desde hace varias décadas en áreas remotas junto a sistemas de almacenamiento mediante baterías.

Las pequeñas turbinas aerogeneradoras conectadas a la red eléctrica pueden utilizar también lo que se conoce como almacenamiento en la propia red, reemplazando la energía comprada de la red por energía producida localmente, cuando esto es posible. La energía sobrante producida por los microgeneradores domésticos puede, en algunos países, ser vertida a la red para su venta a la compañía eléctrica, generando de esta manera un pequeño beneficio al propietario de la instalación (Leake y Watt, 2008).

Los sistemas desconectados de la red pueden adaptarse a la intermitencia del viento, utilizar baterías, sistemas fotovoltaicos o generadores diésel que complementen la energía producida por la turbina. Otros equipos, como parquímetros, señales de tráfico iluminadas, alumbrado público o sistemas de telecomunicaciones, pueden ser también alimentados mediante un pequeño aerogenerador, generalmente junto a un sistema fotovoltaico que cargue unas pequeñas baterías, eliminando la necesidad de la conexión a la red.

La energía minieólica podría generar electricidad más barata que la de la red en algunas zonas rurales de Reino Unido (David Vincent, 2011). Según ese informe, los mini aerogeneradores podrían llegar a generar 1.5 TWh de electricidad al año en Reino Unido, un 0.4% del consumo total del país, evitando la emisión de 0.6 millones de toneladas de CO₂. Esta conclusión se basa en el supuesto de que el 10% de las viviendas instale miniturbinas eólicas a precios competitivos con aquellos de la red eléctrica, en torno a 0.17 € por kWh (Carbon Trust, 2008 y Met Office, 2008). Otro informe preparado en 2006 por Energy Saving Trust, una organización dependiente del gobierno de Reino Unido, dictaminó que la mini-generación (de diferente tipo: eólica, solar, etc.) podría proporcionar hasta el 30% o 40% de la demanda de electricidad en torno a 2050 (Hamer, 2006).

La generación distribuida procedente de energías renovables se ha incrementado en los últimos años, como consecuencia de la mayor concientización acerca de la influencia del ser humano en el cambio climático. Los equipos electrónicos requeridos para permitir la conexión de sistemas de generación renovable a la red eléctrica pueden, además, incluir otros sistemas de estabilidad de la red para asegurar y garantizar la calidad del suministro eléctrico (para mayor detalle del tema ver el **capítulo 4** del presente libro) (MacKen *et al.*, 2002).

RECUADRO 1-2

Energía eólica en el Perú¹

En abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) señaló que el potencial eólico aprovechable del Perú es 22 452 MW₂ y a esta fecha se han aprovechado 239 MW en centrales de generación eléctrica, es decir 1% del potencial total.



Foto: Eólica Tres Hermanas, Perú (izaje de nacelle). Fuente: Osinergmin.

En total son cuatro los parques eólicos que operan en el país aportando 239 MW² al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), y que contribuyen al cuidado del ambiente ya que no emiten gases contaminantes, como ocurre con las centrales que operan a base de diésel y carbón.

El parque eólico está compuesto por 33 aerogeneradores e inyectaría su energía al SEIN mediante la sub estación existente en Marcona. Un análisis más detallado de la evolución de los recursos energéticos renovables (RER) a nivel internacional y el Perú se puede encontrar en los **capítulos 2 y 3** del presente libro.

En 2014 entraron en operación las primeras tres grandes centrales eólicas en el país: Marcona (Ica) de 32 MW, Cupisnique (La Libertad) de 80 MW y Talara (Piura) de 30 MW. El 11 de marzo de 2016 se integró al SEIN la central eólica de generación eléctrica Tres Hermanas, ubicada en el distrito de Marcona (Ica), la cual cuenta con una potencia instalada de 97.15 MW y demandó una inversión de casi US\$ 197 millones. Este

Referencias:

1. Gestión (2016). **Solo el 1% del potencial eólico del Perú se ha concretado en centrales de generación**. Disponible en <http://gestion.pe/economia/mem-solo-1-potencial-eolico-peru-se-ha-concretado-centrales-generacion-2157571>
2. MEM (2008). **Atlas eólico del Perú**. P: 16. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documento/Institucional/Estudios_Economicos/Otros-Estudios/Atlas-Eolico/AtlasEolicoLibro.pdf



Foto: Transformador 90 MVA (eólica, Cupisnique-Perú). Fuente: Osinergmin.

RECUADRO 1-3

Generación distribuida



El concepto de generación distribuida (GD) incluye todas aquellas fuentes conectadas muy cerca de los centros de consumo y que, por lo tanto, están conectadas a la misma red de baja o media tensión en la que están los consumidores.

Por ello, su capacidad para reducir pérdidas es evidente. La generación distribuida puede ser de muy diversas tecnologías, por ejemplo, fuentes renovables como la solar fotovoltaica y las microturbinas eólicas. Estas turbinas suelen tener una capacidad instalada de aproximadamente 5 KW a 50 KW. En algunos casos, cuando la generación está asociada a una carga importante y cumple función de autogeneración, las capacidades pueden ser mayores (en el orden MWs). En estos casos su ejecución puede ser programable, por ejemplo, mediante microturbinas a gas.

Las fuentes de generación distribuida se promueven por sus impactos positivos en el sistema eléctrico general, los cuales se mencionan a continuación:

- Reducción de pérdidas técnicas debido a que la generación se realiza en el mismo nivel de tensión donde se produce el consumo.
- Menores niveles de inversiones necesarias en red debido a la disminución de la potencia neta demandada.

- Eventual mejora en los perfiles de tensión producto de un menor par eléctrico.

Tecnologías más empleadas de la generación distribuida

- **Generación fotovoltaica (FV):** esta fuente de energía renovable no genera ninguna emisión de CO₂. Es modular y, por lo tanto, se puede tener grandes capacidades instaladas agregando módulos de pequeña capacidad. Además, no presenta economías de escala, lo cual facilita su despliegue en pequeñas aplicaciones. Los costos unitarios de esta tecnología son muy variados debido a las diferencias en los recursos primarios disponibles, según su ubicación geográfica. No obstante, sus costos de instalación son mucho mayores que los de otras tecnologías (entre 2500 y 3500 US\$/KW instalado).
- **Microturbinas eólicas:** este tipo de generación juega un papel fundamental debido a su carácter renovable. La energía

producida por una turbina eólica está condicionada por el viento incidente, cuya frecuencia y continuidad es muy difícil de controlar incluso a largo plazo. Esta intermitencia en la generación hace que sea difícil la gestión de la calidad de onda y, en escenarios de alta penetración, dificulta mantener el balance generación-demanda. Los costos variables de la generación eólica son bajos, no obstante, su costo de instalación es mayor, oscilando entre 1600 y 2100 US\$/KW instalado.

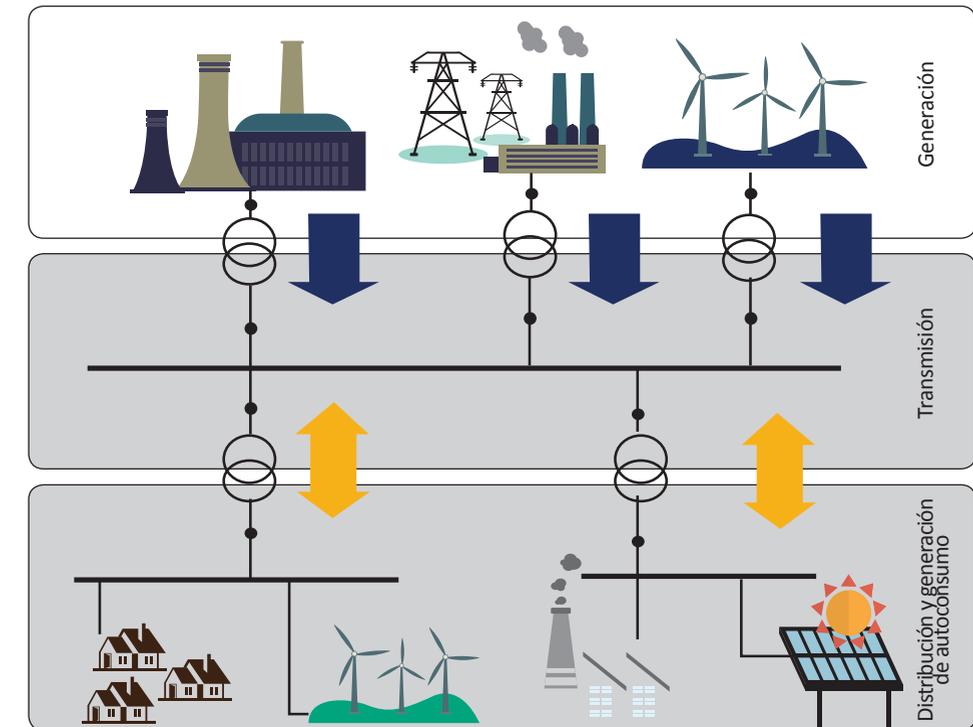
A continuación, la **ilustración 1-4** muestra la representación de un sistema eléctrico con generación distribuida.

El desarrollo de las tecnologías de generación eléctrica renovable, tales como la energía solar fotovoltaica y la

eólica, hace factible que los usuarios finales tomen un rol activo y que sean capaces de proveer energía a otros usuarios. Como se ha mencionado, esto ocurre debido a que estas generadoras están integradas en la red de distribución.

La distribución bidireccional de la energía se realiza mediante redes inteligentes o *smart grids*. Este término hace referencia a la modernización del sistema de suministro de energía eléctrica para monitorear, proteger y optimizar la operación de los elementos del sistema interconectado, desde la generación, transmisión y distribución a los consumidores finales residenciales e industriales (EPRI, 2011). Para mayor detalle ver **capítulo 4**.

Ilustración 1-4
Sistema eléctrico con generación distribuida



Fuente: Díaz et al. (2011). Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Foto: Central Termoelectrica Biomasa Huayacoloro-Peru. Fuente: DSE-Osinergmin.



Foto: Biomasa La Gringa, Sistema de enfriamiento de motores-Peru. Fuente: DSE-Osinergmin.



Foto: Biomasa Paramonga, radiadores del sistema de refrigeración de TV1-Peru. Fuente: DSE-Osinergmin.

1.3. ENERGÍA A PARTIR DE LA BIOMASA

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal, que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis, las plantas que contienen clorofila transforman el CO₂ y el agua de productos minerales sin valor energético en materiales orgánicos con alto contenido energético, y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos. Así, la biomasa almacena, a corto plazo, la energía solar en forma de carbono. Luego, la energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el CO₂ almacenado.

Asimismo, la energía de biomasa o bioenergía es un tipo de energía renovable procedente del aprovechamiento de la materia orgánica e industrial formada en algún proceso biológico o mecánico. Por lo general se saca de los residuos de las sustancias que constituyen los seres vivos (plantas, animales, entre otros) o sus restos y residuos. El aprovechamiento de la energía de la biomasa se hace directamente (por ejemplo, por combustión) o por transformación en otras sustancias que pueden ser aprovechadas más tarde como combustibles o alimentos (De Lucas *et al.*, 2004).

En su más estricto sentido, la biomasa es un sinónimo de biocarburantes (combustibles derivados de fuentes biológicas). En su sentido más amplio, abarca también el material biológico utilizado como biocombustible, así como las situaciones sociales, económicas, científicas y técnicas relacionadas con el uso de fuentes de energía biológica. Hay una ligera tendencia a favor de la bioenergía en Europa, en comparación con los biocarburantes en América del Norte (ver **capítulo 6** para mayor detalle).

La energía contenida en la biomasa seca es más fácil de aprovechar mediante procesos termoquímicos como la combustión, la pirolisis o la gasificación. El rendimiento energético obtenido suele ser alto. Así, entre los productos que se obtienen en este aprovechamiento destacan el calor (para calefacciones, calderas, etc.), la electricidad (haciendo pasar vapor a gran presión por una turbina unida

a un generador eléctrico), el vapor de agua caliente o diversos combustibles (metanol, CH₄, entre otros).

Para el aprovechamiento de la energía de la biomasa hay instalaciones pequeñas para uso doméstico (chimeneas u hogares de leña), medianas (digestores de residuos ganaderos en granjas) y grandes (centrales térmicas que queman residuos agrícolas o forestales para obtener electricidad o suministrar calefacción a un distrito o ciudad, entre otros).

Actualmente existen diferentes tecnologías conocidas y comercialmente viables para transformar la biomasa en electricidad: combustión directa en calderas de bombas, co-fuego de bajo porcentaje, digestión anaeróbica, incineración de residuos sólidos municipales, gas de vertedero, y calor y energía combinados. Algunas tecnologías más recientes, como la gasificación de la biomasa atmosférica y la pirolisis, se encuentran en la etapa previa para el despliegue comercial. Asimismo, tecnologías como el ciclo combinado de gasificación integrada, las bio-refinerías y el bio-hidrógeno están en la fase de investigación y desarrollo (I+D).

Los potenciales de reducción de costos son relativamente pequeños para las tecnologías establecidas; sin embargo, el potencial a largo plazo de reducción de costos para tecnologías más recientes sigue siendo bueno, teniendo en cuenta la instalación futura estimada y la tasa de crecimiento anual de la capacidad instalada acumulada. El proceso de generación de energía mediante la biomasa depende de tres factores principales:

- **Materias primas de biomasa.** Las materias primas para la generación de biomasa varían de región a región y diferentes materias



Foto: Materia prima de biomasa. Fuente: Shutterstock.

primas tienen distintas propiedades que afectan su uso para la generación de energía.

- **Conversión de biomasa.** La conversión es un proceso mediante el cual las materias primas se transforman en energía utilizada para generar calor y/o electricidad (por ejemplo, gasificación, pirolisis, digestión en biogás y combustión).
- **Tecnologías de generación de energía.** Existe una amplia gama de tecnologías comercialmente viables que pueden utilizar la energía útil generada por la biomasa como insumo de combustible.

Uno de los determinantes más importantes del éxito económico de los proyectos de biomasa es la disponibilidad de un suministro de combustible seguro y sostenible (es decir, materias primas) para la conversión.

Costos para la generación de energía mediante biomasa

Los costos de las materias primas son muy variables. Van desde cero para los desechos producidos como resultado de los procesos industriales —e incluso los precios negativos de los residuos que de otra manera hubieran incurrido en costos de eliminación (por

ejemplo, licor negro en las fábricas de papel y celulosa)– hasta precios potencialmente altos para los cultivos energéticos si la productividad es baja y los costos de transporte elevados. Se incurre en costos más modestos para los residuos agrícolas y forestales que pueden ser recolectados y transportados en distancias cortas o que están disponibles en las plantas de procesamiento como subproducto. Los costos de transporte agregan una cantidad significativa a los costos de las materias primas si las distancias se hacen grandes, como resultado de la baja densidad de la biomasa. En consecuencia, el comercio de biomasa, como astillas de madera y pellets⁶, es particularmente sensible a los costos de transporte y es poco probable que represente una gran parte del uso de biomasa.

Según Irena (2015), los costos de las materias primas suelen representar entre el 20% y el 50% del costo final de la electricidad basada en tecnologías de biomasa. Los residuos agrícolas, como la paja y el bagazo de caña de azúcar, tienden a ser las materias primas menos costosas, ya que son una cosecha o subproducto de elaboración, pero están correlacionados con el precio del producto primario de donde proceden. Las plantas de generación de energía de biomasa tienen el riesgo de verse afectadas negativamente por los volátiles precios de las materias primas a menos que cuenten con suministros seguros (por ejemplo, las industrias de transformación agrícola integradas verticalmente que también producen su propia energía) o han contratado suministros a largo plazo.

Los costos de recolección y transporte dominan los costos de las materias primas derivadas de los residuos forestales. La densidad de los residuos forestales en un área específica determina la colocación de las centrales



Foto: La Gringa V, Perú. Estación de quemado de excedentes de biogás. Fuente: Osinergrmin.

eléctricas de biomasa y su tamaño económico. Esto se debe a que en un cierto punto los costos adicionales de transporte de materias primas compensarán las economías de escala de una planta más grande que requiere materia prima de un radio mayor. El efecto de esta limitación es que las economías de escala para las centrales eléctricas de biomasa son típicamente limitadas y un mayor número de plantas de biomasa geográficamente dispersas puede ser más económico que uno grande.

Por otro lado, la planificación, los costos de ingeniería y construcción, el manejo de combustible y preparación de maquinaria, y otros equipos (por ejemplo, el motor principal y el

sistema de conversión de combustible) representan las principales categorías del costo total de inversión o gasto de capital (Capex) de una central eléctrica de biomasa. Los costos adicionales se derivan de la conexión a la red y la infraestructura (por ejemplo, carreteras).

Las instalaciones combinadas de biomasa de calor y electricidad (CHP) tienen mayores costos de capital, pero la mayor eficiencia general (alrededor de 80% a 85%) y la capacidad de producir calor y/o vapor para procesos industriales o para calefacción de agua, y agua mediante redes de calefacción urbana puede mejorar significativamente la economía.

Las centrales eléctricas de biomasa en los países en desarrollo pueden tener costos de inversión significativamente más bajos que los rangos de costos de los proyectos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), debido a menores costos locales y al equipo más barato permitido por regulaciones ambientales menos estrictas. Según Irena (2015), para 2014 los costos fijos de operación y mantenimiento (O&M) de las centrales eléctricas de biomasa oscilan entre el 2% y el 6% del Capex inicial al año, mientras que los costos variables de O&M son relativamente bajos (0.005/kWh). Los costos fijos de O&M incluyen mano de obra, mantenimiento programado, reemplazo rutinario de componentes/equipos (para calderas, gasificadores,

equipos de manejo de materias primas, etc.), seguros, entre otros.

Los costos fijos de O&M de las plantas más grandes son menores debido a las economías de escala, especialmente para la mano de obra. Los costos variables de O&M son determinados por la salida del sistema y por lo general se expresan como US\$/kWh. Los costos de combustible que no son de biomasa, como la eliminación de cenizas, el mantenimiento no planificado, el reemplazo de equipos y los costos incrementales de mantenimiento, son los principales componentes de los costos variables de O&M. Desafortunadamente, los datos disponibles a menudo combinan los costos de O&M fijos y variables en un solo número, lo que hace

Las centrales eléctricas de biomasa en los países en desarrollo pueden tener costos de inversión significativamente más bajos que los rangos de costos de los proyectos de la OCDE.

imposible un desglose entre costos fijos y variables de O&M.

Factores y eficiencia de la capacidad de generación de energía basada en la biomasa

Desde el punto de vista técnico, es posible que las centrales eléctricas de biomasa alcancen un factor de capacidad del 85% al 95%. En la práctica, la mayoría de las plantas no operan regularmente a estos niveles. Las materias primas pueden ser un obstáculo para los factores de capacidad en los casos en que los sistemas que dependen de los residuos agrícolas no tengan acceso durante todo el año a materias primas de bajo costo, y la compra de materias primas alternativas podría hacer que la operación de la planta sea antieconómica.

La eficiencia eléctrica neta presunta (después de contabilizar la manipulación de materias primas) del motor primario (generador) promedia alrededor del 30%, pero varía de un mínimo del 25% a un máximo de alrededor del 36%. En los países en vías de desarrollo, las tecnologías más baratas y, en ocasiones, el mantenimiento deficiente,

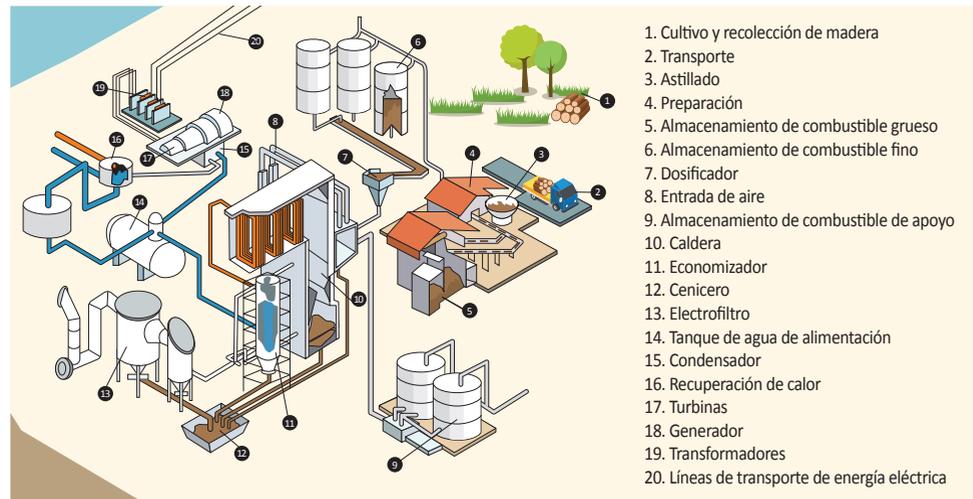


Foto: La Gringa V, Perú. Sistema de compresión y limpieza de Biogás. Fuente: Osinergrmin.

dan como resultado una menor eficiencia general que puede ser de alrededor del 25%, pero muchas tecnologías están disponibles con mayores eficiencias.

Las oportunidades de bajo costo para desarrollar plantas generadoras de energía bioenergética se presentan en sitios donde las materias primas de bajo costo y las facilidades de manejo están disponibles para mantener la materia prima y los costos de capital bajos. Cuando este no es el caso, o cuando estas materias primas necesitan ser suplementadas con materias primas adicionales (por ejemplo, fuera de periodos de cosecha estacionales), las cadenas de suministro competitivas para las materias primas son esenciales para que la generación de energía a partir de biomasa sea económica. Ver **ilustración 1-5**.

Ilustración 1-5
Planta de generación eléctrica mediante biomasa



Fuente y elaboración: Unesa.

RECUADRO 1-4

Potencial de la biomasa en Perú

Las energías renovables son una alternativa económicamente competitiva y técnicamente fiable para su aprovechamiento en zonas rurales del Perú, debido a que son una fuente autóctona, reducen la dependencia energética, promueven el desarrollo local y procuran el cuidado del ambiente.

Así, existen diferentes opciones de energías renovables para las zonas rurales del país y, según la literatura, se tiene potencial para la generación (destaca la biomasa), teniendo en cuenta la disponibilidad de materias primas según la geografía de cada zona.

Con respecto al uso de bioenergía, Mendoza (2012) menciona que el Perú tiene posibilidades de instalar centrales eléctricas convencionales de biomasa con una capacidad de 177 MW y centrales de biogás con una capacidad de 51 MW. Echeandía (2014) indica que en Perú, el potencial de generación eléctrica mediante la biomasa, recurso renovable no convencional, es de 450 MW y la potencia utilizada es de 27 MW.

Asimismo, la Fundación Friedrich Ebert (2010) menciona que la generación de energía mediante biomasa tiene más posibilidades de utilizarse en zonas donde no hay otros recursos renovables. Existen tres zonas en donde la biomasa representa un importante potencial de uso: la costa norte (bagazo de caña, cascarilla de arroz, residuos hidrobiológicos), la selva alta (cascarilla de café, residuos forestales) y la selva baja (residuos forestales) (Green Energy 2005, citado en Fundación Friedrich Ebert 2010). Los bosques secos de la costa norte son proveedores de un gran porcentaje de la leña. En la sierra, considerada por la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) como región en situación de escasez aguda de biomasa (Horta 1988, citado en Fundación Friedrich Ebert 2010), los ecosistemas naturales usualmente utilizados como fuente de energía son los bosques de queñuales y otras formaciones boscosas como los totorales y los yaretales.

Finalmente, cabe mencionar que como resultado de las subastas de RER realizadas, Perú tiene en operación comercial en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), entre otras centrales, dos plantas de biomasa (26 MW). Para mayor detalle ver **capítulo 3**.

1.4. ENERGÍA A PARTIR DEL BIOGÁS

El biogás es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno. Este gas se ha venido llamando gas de los pantanos, puesto que en ellos se produce una biodegradación de residuos vegetales semejante a la descrita.

La producción de biogás por descomposición anaeróbica es un modo considerado útil para tratar residuos biodegradables, ya que produce un combustible de valor además de generar un efluente que puede aplicarse como acondicionador de suelo o abono genérico.

El resultado es una mezcla constituida por metano (CH_4) en una proporción que oscila entre un 50% y un 70% en volumen, y dióxido de carbono (CO_2), conteniendo pequeñas proporciones de otros gases como hidrógeno (H_2), nitrógeno (N_2), oxígeno (O_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S). El biogás tiene como promedio un poder calorífico entre 18.8 y 23.4 megajulios por metro cúbico (MJ/m^3).

Este gas se puede utilizar para producir energía eléctrica mediante turbinas o plantas generadoras a gas, en hornos, estufas, secadores, calderas u otros sistemas de combustión a gas, debidamente adaptados para tal efecto (FAO, 2011).

Un biodigestor es un sistema natural que aprovecha la digestión anaerobia (en ausencia de oxígeno) de las bacterias que ya habitan en el estiércol, para transformarlo en biogás y fertilizante. El biogás puede ser empleado como combustible en las cocinas e iluminación, y en grandes instalaciones se



Foto: Planta de biogás, Alemania. Fuente: Shutterstock.

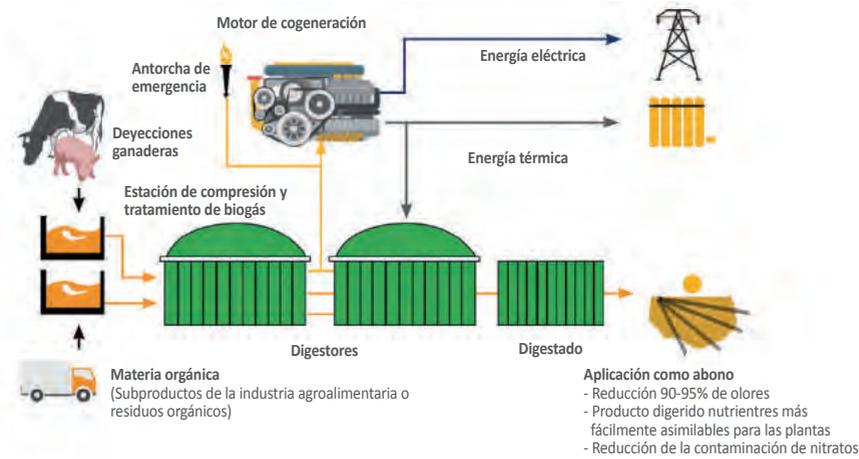
puede utilizar para alimentar un generador que produzca electricidad. El fertilizante, llamado biol, se consideraba inicialmente como un producto secundario, pero actualmente está valorado con igual o mayor importancia que el biogás, ya que provee a las familias campesinas de un fertilizante natural que mejora mucho el rendimiento de las cosechas.

Los sistemas combinados de calor y electricidad utilizan la electricidad generada por el combustible y el calor residual que se genera. Algunos sistemas combinados producen principalmente calor y la electricidad es secundaria. Otros sistemas producen principalmente electricidad y el calor residual se utiliza para calentar el agua del proceso. En ambos casos, se aumenta la eficiencia del

proceso en contraste si se utilizara el biogás solo para producir electricidad o calor. Las turbinas de gas (microturbinas, desde 25 hasta 100 kW y turbinas grandes, >100 kW) se pueden utilizar para la producción de calor y energía, con una eficiencia comparable a los motores de encendido por chispa y con un bajo mantenimiento. Sin embargo, los motores de combustión interna son los usados más comúnmente en este tipo de aplicaciones. El uso de biogás en estos sistemas requiere la remoción de H_2S (bajo 100 ppm) y vapor de agua.

Las celdas de combustible serían las plantas de energía a pequeña escala del futuro para la producción de electricidad y calor con una eficiencia superior al 60% y bajas emisiones.

Ilustración 1-6 Planta de generación eléctrica mediante biogás

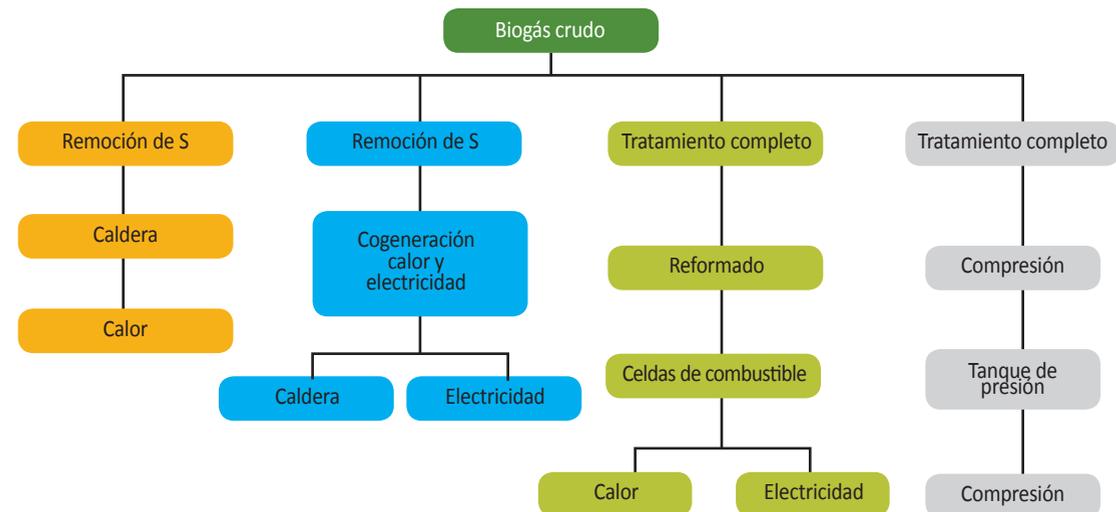


Fuente y elaboración: Ministerio de Energía de Chile.

Beneficios del biogás

Según Arzate (2015), el biogás puede ser producido donde sea sin importar si la planta industrial se localiza en una zona urbana o rural. Es por esto que la energía eléctrica y el calor pueden ser producidos donde se necesite. Dependiendo de la demanda de potencia, no se requieren por esto grandes plantas convencionales o nucleares. El uso de bacterias para producir combustible de alta calidad es una gran ventaja económica que no solo es atractiva para naciones industrializadas, sino también para países emergentes. El resto o bioabono es una fuente importante de nitrógeno, que además es fácilmente asimilable para las plantas. El proceso de fermentación anaeróbica enriquece el contenido de nitrógeno en el bioabono de 0.5% que tiene al comienzo del proceso, a 2.5%, después

Ilustración 1-7 Alternativas de utilización del biogás y sus requerimientos de purificación



Fuente y elaboración: FAO (2011).



Foto: Mini hidráulica Purmacana Perú, canal de conducción. Fuente: Osinergmin.

1.5. ENERGÍA MINI HIDRÁULICA

Las centrales hidráulicas generan energía a partir del aprovechamiento del caudal de los ríos. Hoy también puede obtenerse energía de centrales más pequeñas a las convencionales, conocidas como mini hidráulicas o mini hidroeléctricas (menos de 20 MW de potencia en Perú). La energía generada a partir de una central mini hidráulica es considerada un tipo de energía renovable y, por tanto, se encuentra sujeta a la norma regulatoria asociada a estas energías.

Las mini centrales han sido muy utilizadas tanto para uso personal como por el sector privado por su pequeño tamaño y menor costo inicial, además de su facilidad de instalación. Por otro lado, el impacto ambiental de este tipo de instalaciones es pequeño, pues no hay necesidad de desviar el cauce de los ríos ni el ecosistema (ver ilustración 1-8).

El aprovechamiento de energía a partir de una central mini hidráulica puede darse de dos maneras:

- a. **Centrales de agua fluyente.** Desvían mínimamente el agua de un río por un canal hasta llegar a una turbina, la cual genera electricidad. Después de ser utilizada, el agua del río vuelve a su cauce. De esta manera, se aprovecha el agua en el momento.
- b. **Centrales a pie de presa.** Almacenan el agua en un embalse, luego es conducida por una tubería hasta la base de la presa y sigue a donde se encuentran las turbinas. Estas centrales, al contar con almacenamiento de agua, pueden satisfacer la demanda en hora punta.

de 16 días de fermentación anaeróbica. El bioabono producido anaeróbicamente está libre de patógenos (bacterias y hongos) que pueden representar un riesgo para la salud, debido a que durante el proceso de fermentación anaeróbica de los insumos se alcanzan temperaturas de hasta 70°C. Con este calor se logra prácticamente una pasteurización natural, que elimina a los patógenos.

Ventajas medioambientales

La obtención de biogás por medio de la digestión anaeróbica tiene un enorme potencial no solo para evitar daños ecológicos, sino para además obtener energía de forma eficiente. El uso de técnicas de digestión anaeróbica, además de reducir

emisiones de CH₄, conlleva a la disminución de las emisiones de amoníaco y otros GEI, así como de compuestos orgánicos volátiles no metánicos y de compuestos que causan malos olores.

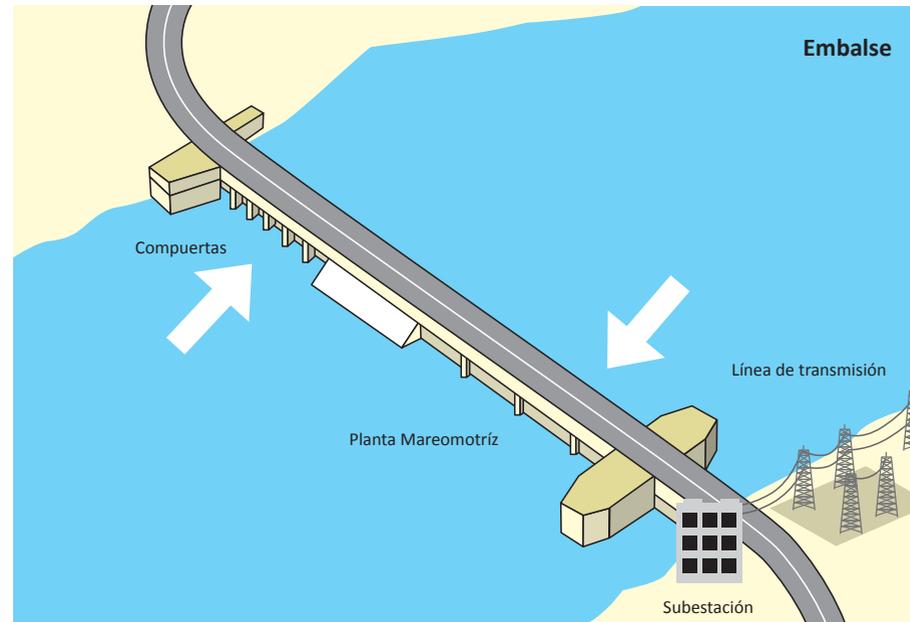
Es por ello que el biogás debe de ser considerado un recurso renovable e incentivado por un apoyo económico adecuado. Por ejemplo, la legislación española en materia de energía renovable prevé una retribución a la energía eléctrica producida del biogás que, si bien todavía lejana de las tarifas de otros países europeos como Alemania o Italia, permite la construcción y operación de plantas de biogás con buenas rentabilidades. Ver las ilustraciones 1-6 y 1-7.

Ilustración 1-8
Componentes de una central mini hidráulica de agua
fluyente (Central Hidroeléctrica Caña Brava, Perú)



Fuente y elaboración: Osinergmin.

Ilustración 1-9
Componentes de una planta mareomotriz



Fuente y elaboración: Osinergmin.

**1.6. ENERGÍA
MAREOMOTRIZ**

La energía mareomotriz aprovecha el movimiento del mar⁷ causado por la acción de la gravedad del sol y la luna para generar energía. Este tipo de tecnología es considerada como energía renovable, puesto que la fuente de energía primaria no se agota y es limpia al no producir elementos contaminantes. Sin embargo, la relación entre la cantidad de energía suministrada con medios actuales y el coste económico y ambiental de la instalación de los dispositivos para su implementación, han impedido su mayor penetración.

Una planta mareomotriz almacena agua en un embalse formado por la construcción de un dique. Cuando se eleva la marea, las compuertas del dique se abren y permiten el ingreso de agua hasta que llega a su nivel máximo, momento en el que se cierran las compuertas. Luego, cuando la marea desciende por debajo del nivel del embalse, alcanzando su amplitud máxima entre este y el mar, se abren las compuertas dejando pasar el agua por las turbinas mediante los estrechos conductos para generar electricidad.

Métodos de generación

a. Presa de marea

Las presas de marea utilizan la energía generada por la diferencia de altura entre la marea alta y la marea baja. Son grandes diques construidos a lo largo de la desembocadura de los ríos al mar. Los costos de infraestructura son altos; además, hay pocos lugares para su construcción debido a temas ambientales. Ver **ilustración 1-9**.

b. Generador de la corriente de marea

Los generadores de corriente de marea o

tidal stream generators (o TSG, por sus siglas en inglés) utilizan la energía cinética del agua en movimiento mediante turbinas de energía como sucede con la energía eólica. Los costos de este método son pequeños y tiene poco impacto ecológico en comparación con las presas de marea.

c. Energía mareomotriz dinámica

La energía mareomotriz dinámica (*dynamic tidal power* o DTP) es una tecnología de generación teórica que utiliza al máximo la interacción entre la energía cinética y la energía potencial en las corrientes del mar. Propone que las presas de grandes distancias (de 30 a 50 km de longitud, por ejemplo) se construyan desde las costas hacia las afueras en el mar, sin necesidad de encerrar un área. El agua del mar se introduce a la presa, lo que lleva a un diferencial de nivel de agua importante (por lo menos 2.3 metros) en aguas de mar poco profundas y corrientes de marea presentes frente a las costas.



Generador de corriente de marea

Fuente: <http://img.microsiervos.com/eco/turbina-marina.jpg>

RECUADRO 1-5

Planta mareomotriz del Rance (Francia)

Électricité de France (EDF) instaló en el estuario del río Rance una central de energía mareomotriz, considerada la más importante en el mundo. Funciona desde 1966 y produce 600 GWh de electricidad al año, suficiente como para atender el 45% del consumo eléctrico de la Bretaña francesa.

La central tiene 390 metros de largo por 33 de ancho, constituida por 24 turbinas de tipo bulbo con generadores de 10 MW cada una, por las que pasa 6600 m³/s. Cuenta además con un embalse de 22 km² que alberga 184 millones de m³ de agua regulada por seis compuertas de 10 metros de alto por 15 de ancho.

La central de Rance aprovecha tanto la marea alta como la baja, ya que sus turbinas funcionan en ambos sentidos. Las turbinas permiten también bombear agua, lo que aumenta la producción porque incrementa la altura de la caída de las aguas y disminuye el periodo de tiempo entre la pleamar y la bajamar.

La presa de 750 metros de largo cierra el estuario del río y cuenta con una esclusa que permite el paso de alrededor de 20 000 barcos al año; además la carretera tiene un tráfico medio de 30 000 vehículos al día y une los pueblos de Saint-Malo y Dinard.

El coste del kwh de la energía que la planta de Rance genera, es similar o más barato que el de una central eléctrica convencional y no produce gases contaminantes. Sin embargo, el impacto ambiental causado por su implementación fue bastante grave: hubo aterramiento¹ del río, cambios de salinidad en el estuario y cambio del ecosistema. Debido al riesgo de un fuerte impacto ambiental, proyectos similares como una central más grande en la zona del monte Saint-Michel (Francia) o el de la bahía de Fundy (Canadá), no han sido ejecutados.



Foto: Planta La Rance, Francia. Fuente: Difusión.

¹ Aterramiento: aumento del depósito de tierras, limo o arena en el fondo de un mar o de un río por acarreo natural o voluntario.

1.7. CAPTURA DE CARBONO

El CO₂ se encuentra de forma natural en la atmósfera debido a diversas actividades realizadas por el hombre, como la quema de combustible fósil, que han contribuido con el calentamiento global por el aumento de su concentración. Ante dicha situación se han buscado posibles soluciones que permitan capturar sus emisiones y mitigar su impacto en el ambiente.

Una posible técnica para contrarrestar este problema es la captura de CO₂ o *carbon capture storage* (CCS)⁸. El proceso químico de captura de CO₂ en términos de energía es altamente costoso y, además, puede también producir CO₂ durante el proceso. Con esto solo se retarda la liberación del CO₂, que no puede ser almacenado por largo tiempo.

Sin embargo, este CO₂ podría ser usado de formas múltiples.

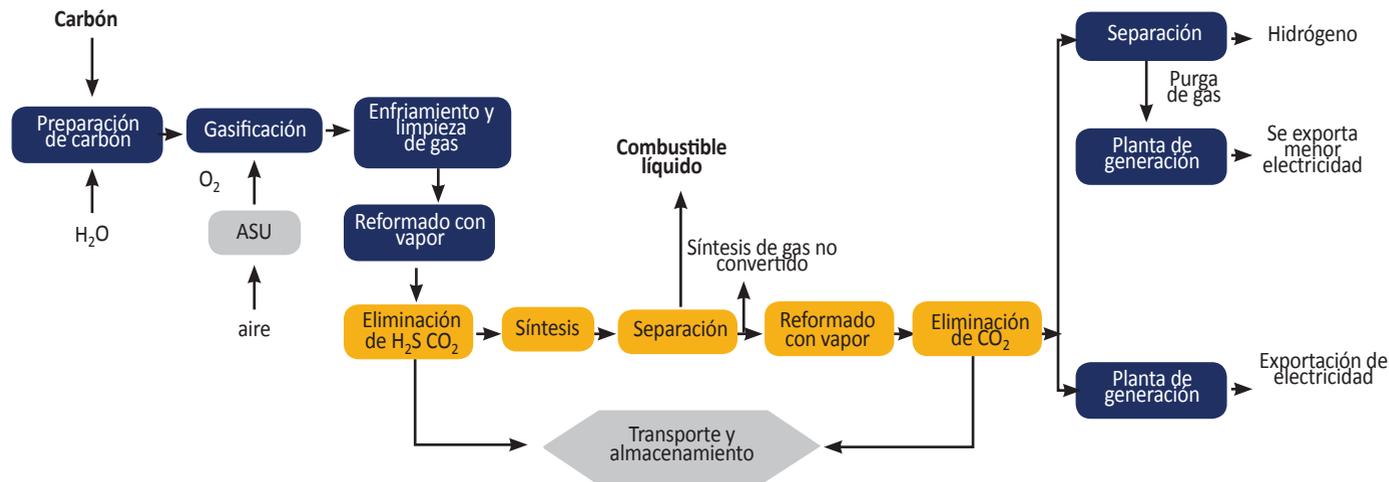
La CCS en una planta de energía moderna convencional podría reducir las emisiones de CO₂ entre 80% y 90%, si se compara con una planta sin CCS o cualquier otra fuente de energía. El Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) estima que la economía potencial de CCS podría ser entre 10% y 55% del total de mitigación del carbono hasta 2100.

La captura y compresión de CO₂ requiere mucha energía y aumentaría las necesidades de combustible de una central de carbón con CCS entre un 25% y 40%. Estos y otros costes del sistema se estima que aumentarán el coste de la energía de las nuevas centrales eléctricas con CCS en un 21% a 91%. La CCS consiste en capturar el CO₂ en su fuente de

origen y separarlo de otros gases producidos durante los procesos industriales y de transporte para almacenarlo (ver **ilustración 1-10**).

El almacenamiento de CO₂ se prevé pueda encontrarse en formaciones geológicas profundas, en las masas de aguas profundas o en forma de minerales carbonatos. En el caso del almacenamiento en el fondo del mar, existe el riesgo de aumentar el problema de acidificación de los océanos⁹, que se deriva también del exceso de CO₂ presente ya en la atmósfera y los océanos. Las formaciones geológicas son consideradas actualmente los sitios más plausibles de secuestro de carbono. En su **Atlas 2007 de secuestro de carbono**, el Laboratorio Nacional de Tecnología de la Energía¹⁰ (NETL, por sus siglas en inglés) que es parte del Departamento de Energía (DOE, por sus siglas en

Ilustración 1-10
Fabricación de combustible líquido, electricidad e hidrógeno del carbón mediante gasificación, con captura y almacenamiento de CO₂



Nota. ASU: Unidad de separación de aire (*air separation unit*).
Fuente y elaboración: Metz, B. et al. (IPCC, 2005).

inglés) de Estados Unidos, reportó que Norteamérica tiene la suficiente capacidad de almacenaje de 900 años para la producción de CO₂ (NETL, 2007)¹¹.

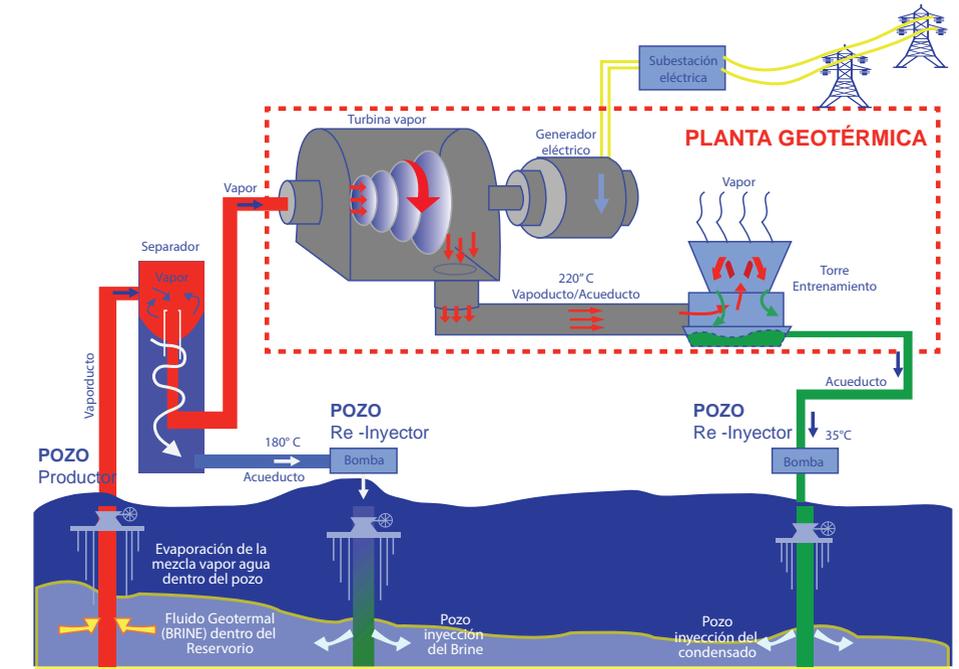
Efectos ambientales

Entre los beneficios de los sistemas CCS se rescata la reducción de emisiones de CO₂ en más del 90%, según el tipo de planta¹². Además, junto a otras tecnologías puede contrarrestarse el efecto del cambio climático. Sin embargo, mientras se buscan nuevas opciones para seguir reduciendo las emisiones de CO₂ a la atmósfera, estas aún siguen incrementándose de manera significativa debido a los pocos incentivos dados a las empresas para la aplicación de sistemas CCS. La aplicación de CCS es una gran opción para países desarrollados con grandes fuentes de CO₂, acceso a lugares de almacenamiento y experiencia en el tratamiento del gas y del petróleo. Por otro lado, su implementación en países en desarrollo haría más rápida la difusión del CCS y podría adoptarse a nivel mundial.

1.8. ENERGÍA GEOTÉRMICA¹³

Es una energía renovable (otra forma de descarbonizar la economía) que se obtiene del calor de la tierra y se encuentra en fuentes hidrotermales y caloríficas. Las fuentes hidrotermales contienen vapor o agua caliente y se pueden utilizar para el calentamiento de ambientes, la acuicultura e invernaderos, así como para la generación eléctrica¹⁴. Las fuentes caloríficas son las más abundantes en el mundo. Dentro de este grupo resaltan las *hot rock*, rocas impermeables de alta temperatura (superior a los 250°C) ubicadas a varios miles de kilómetros de profundidad¹⁵.

Ilustración 1-11
Proceso de generación eléctrica geotérmica



Fuente y elaboración: Osinergmin.

La energía geotérmica se puede utilizar en la generación de calor (o enfriamiento) (Earth to Air System, 2006)¹⁶ y en la generación eléctrica. La generación de calor consiste en aprovechar directamente el calor de las fuentes hidrotermales o caloríficas y se suele utilizar para el calentamiento de casas, edificios, piscinas, evitar el congelamiento de calles y en la acuicultura y la crianza de algunas especies marinas (Lund, J. y D. Freeston, 2010)¹⁷. La generación eléctrica a base de la geotermia consiste en la producción de electricidad aprovechando el vapor obtenido de las fuentes geotérmicas. Dicha tecnología tuvo su inicio comercial en Italia (1913), y luego fue adoptándose en varios países (Chambers, 2004)¹⁸ (ver **ilustración 1-11**).

Tecnologías de la geotermia

Existen varios tipos de recursos cuyas características (temperatura, presión de fluido, salinidad, entre otros) se deben considerar a la hora de seleccionar la tecnología de generación de la central. Las tecnologías de generación eléctrica a base de geotermia más importantes son las de vapor *flash*, vapor seco y las binarias (Bertani, 2010)¹⁹.

Las plantas de vapor *flash* son las más usadas en el mundo y emplean un proceso de evaporación de las fuentes geotérmicas para la producción eléctrica. Por otra parte, las plantas de vapor seco utilizan directamente el vapor extraído de los pozos. Luego del proceso, el vapor condensado se reinyecta a los pozos en forma de agua²⁰ (ver **ilustración 1-11**).

Las plantas binarias utilizan un fluido secundario (por ejemplo, isopentano), el cual recibe el calor de la fuente geotérmica, obteniéndose vapor que luego se dirige a las turbinas. El recurso geotérmico no entra en contacto con el fluido, por lo que el ciclo se repite. Asimismo, se ha desarrollado el sistema geotérmico mejorado (EGS, por sus siglas en inglés) que permite utilizar el calor contenido en las *hot rock*. Sin embargo, en la actualidad dicha tecnología no se comercializa (MIT, 2006)²¹. La IEA estima que la tecnología EGS se comercializaría recién a partir de 2030 (IEA, 2011).

Costos de la tecnología geotérmica

Los costos de implementación de una central eléctrica a base de geotermia varían dependiendo de la tecnología utilizada. Al respecto, si se consideran los costos de inversión asociados a la puesta en marcha de una central²², se tiene que los costos de una central binaria de 50 MW ascienden a 4141 US\$/KW, mientras que para una planta dual *flash* de 50 MW a 6163 US\$/KW (U.S. Energy Information Administration, 2010)²³.

Adicionalmente, se pueden comparar los costos de generación asociados a la geotermia con respecto a otras tecnologías térmicas o renovables. Para ello se considera el costo nivelado de generación, que incluye el costo fijo de instalación de la central y el costo variable para producir energía eléctrica (Cepal, 2010; IEA, 2005)²⁴.

Según estimaciones de la IEA (2012), la generación eléctrica a base de gas natural por ciclo combinado fue la de menor costo. Por otro lado, los costos de la geotermia (98.2 US\$/MWh) fueron menores que los costos de

la generación solar, la biomasa y la nuclear, y cercanos a los costos de la generación eólica y a carbón (para mayor detalle ver los capítulos 2 y 3 del presente libro).

Geotermia y el ambiente

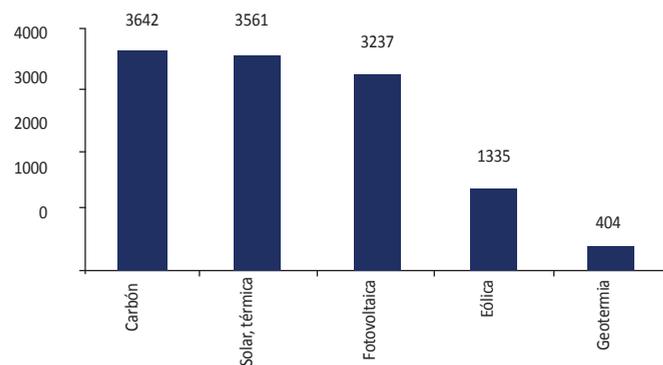
Cabe mencionar que en el análisis de los costos nivelados no se consideran las ventajas sobre el ambiente que ofrece la geotermia con respecto a otras tecnologías térmicas de generación. Al respecto, la geotermia ofrece ventajas asociadas a la menor emisión de CO₂, uso del agua y del terreno requerido para su funcionamiento. Esta tecnología no utiliza ninguna clase de combustión, por ello las emisiones de CO₂ son casi nulas. Por ejemplo, una planta geotérmica de vapor *flash* produce 92% menos emisiones de CO₂ por lb/MWh con respecto a una planta de carbón. Las reducciones considerables de CO₂ permiten el ahorro de cerca de 2249 lb/MWh que emite

una planta de carbón (Geothermal Energy Association, 2012)²⁵.

Asimismo, las centrales geotérmicas permiten reducir considerablemente el uso de agua con respecto a otras centrales térmicas, debido a los requerimientos mínimos de dicho recurso. Por ejemplo, algunas plantas geotérmicas utilizan 0.01 gal/KWh en comparación a las plantas de carbón o nucleares que requieren de 1.46 gal/KWh y 0.99 gal/KWh, respectivamente (U.S. Department of Energy, 2010).

De manera similar, el terreno necesario para la construcción de una planta geotérmica es significativamente menor al requerido en las plantas de carbón o eólicas. Como se muestra en el gráfico 1-1, las plantas geotérmicas utilizan la menor cantidad de terreno que las tecnologías comparadas, usando un área de 88% menor a la de una planta de carbón.

Gráfico 1-1
Terreno utilizado para el desarrollo de plantas eléctricas (m²/GWh)



Fuente: Geothermal Energy Association (2012). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 1-6

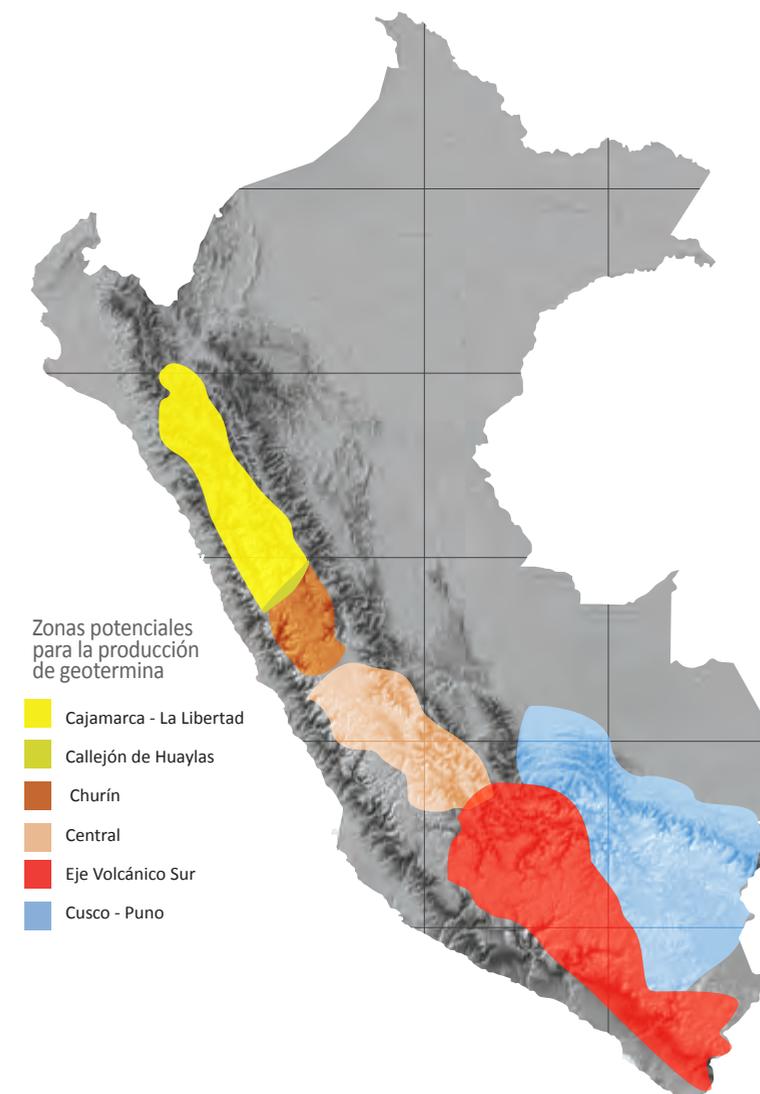
La geotermia en Perú

Perú pertenece a la zona llamada anillo de fuego (*ring of fire*) caracterizada por diversas manifestaciones volcánicas y constante actividad sísmica¹.

Dicha zona cuenta con un gran potencial de fuentes hidrotermales de alta temperatura debido a la presencia de volcanes. Asimismo, Perú tiene un gran potencial para el desarrollo de la geotermia como se muestra en el mapa 1-1. El eje volcánico sur y la zona Cusco-Puno son las áreas que posiblemente tengan un mayor potencial para el desarrollo de la geotermia. El eje volcánico sur -que abarca los departamentos de Ayacucho, Apurímac, Moquegua, Cusco y Tacna- cuenta con cerca de 300 manifestaciones geotermiales².

Perú posee recursos geotérmicos que pueden ser utilizados para la generación eléctrica. Sin embargo, no se cuenta con un estudio detallado del potencial geotérmico del país. Asimismo, se requiere personal capacitado en recursos geotérmicos para el desarrollo de la industria. Para ello, se podrían promover convenios de cooperación con países con amplia experiencia en la materia, como Nueva Zelanda³.

Mapa 1-1
Potencial de la geotermia en Perú



Fuente y elaboración: Instituto Geológico Minero y Metalúrgico (2010).

Referencias.

- Fridleifsson, I.; Bertani, R.; Huenges, E.; Lund, J.; Ragnarsson, A.; y L. Rybach (2008). **The Possible Role and Contribution of Geothermal Energy to the Mitigation of Climate Change**. P: 7.
- Vargas, V y V. Cruz (2010). **Geothermal Map of Peru**. Instituto Geológico Minero y Metalúrgico. P: 5.
- Nueva Zelanda es uno de los principales referentes de la geotermia, otorgando títulos de maestría en esta rama. Los egresados de sus universidades ostentan puestos de suma importancia en las principales compañías de geotermia a nivel mundial. Ver New Zealand Trade and Enterprise (2011). **Geothermal Energy: The Opportunity**. P: 12.

1.9. ENERGÍA NUCLEAR²⁶

La energía nuclear permite generar electricidad a partir de la partición del átomo del uranio. Este proceso se denomina fisión y ocurre cuando un neutrón a gran velocidad choca contra el núcleo del átomo de uranio, formando dos núcleos más pequeños, que a su vez chocan contra otros átomos provocando así una reacción en cadena que libera una gran cantidad de energía.

La aplicación práctica más conocida de la energía nuclear es la generación de electricidad para uso civil, en particular mediante la fisión de uranio enriquecido. Para ello se utilizan reactores en los que se hace fisión o fusionar un combustible. El funcionamiento básico de este tipo de instalaciones industriales es similar a cualquier otra central térmica; sin embargo, poseen características especiales con respecto a las que usan combustibles fósiles (Foro Internacional sobre Generación IV, 2002):

- Se necesitan medidas mucho más estrictas de seguridad y control. En el caso de los reactores de cuarta generación, estas medidas podrían ser menores, mientras que en la fusión se espera que no sean necesarias.
- La cantidad de combustible necesario anualmente en estas instalaciones es inferior al que precisan las térmicas convencionales.
- Ayuda a descarbonizar la economía debido a que las emisiones directas de CO₂ y NOx en la generación de electricidad, principales GEI de origen antrópico, son nulas; aunque indirectamente, en procesos secundarios como la obtención de mineral y construcción de instalaciones, sí se producen emisiones.

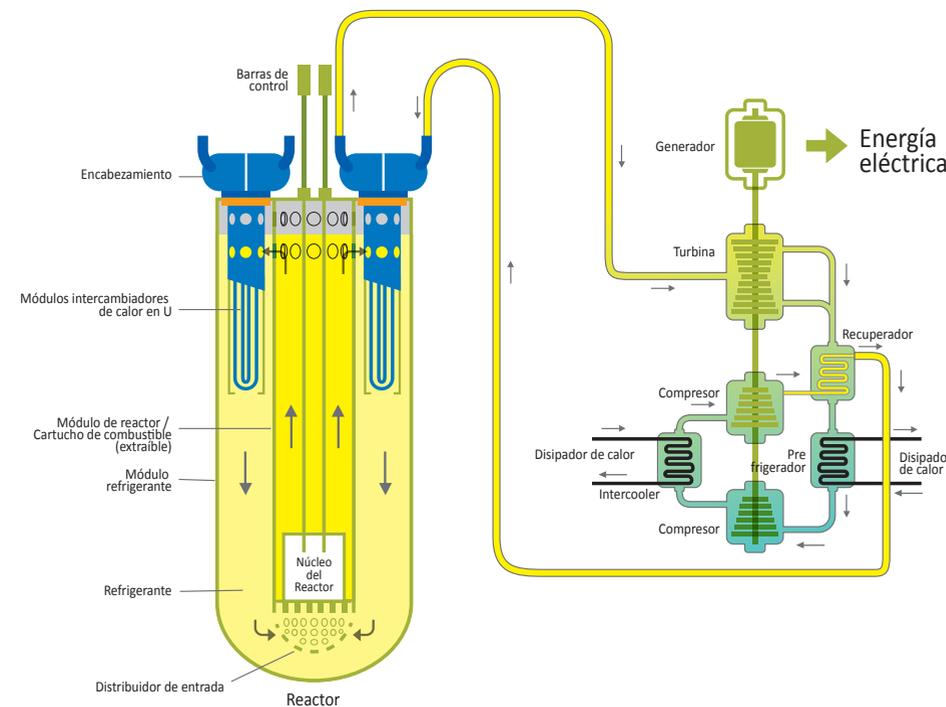
La **ilustración 1-12** muestra el caso del sistema *Lead-Cooled Fast Reactor System* (LFR) de reactores enfriados con aleación con un espectro de plomo de neutrones rápidos y ciclo de combustible cerrado. Las opciones incluyen una gama de calificaciones de planta, incluso una batería de intervalos de repostaje de 50-150 MW, un sistema modular de 300-400 MW y una gran planta monolítica de 1200 MW.

Electricidad por fisión nuclear

El primer día que se consiguió generar elec-

tricidad con un reactor nuclear (reactor estadounidense EBR-I, con una potencia de 100 kW) fue el 20 de diciembre de 1951, pero no fue hasta 1954 cuando se conectó a la red eléctrica una central nuclear (central nuclear soviética *Obninsk*, generando 5 MW con solo un 17% de rendimiento térmico). El primer reactor de fisión comercial fue el Calder Hall en Sellafield, que se conectó a la red eléctrica en 1956. El 25 de marzo de 1957 se creó la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom), el mismo día que se creó la Comunidad Económica Europea entre Bélgica, Francia, Alemania, Italia,

Ilustración 1-12
Sistema LFR de generación eléctrica nuclear



Fuente y elaboración: U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum (2002)²⁷.

Luxemburgo y los Países Bajos. Ese mismo año se creó el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA). Ambos organismos tienen la misión, entre otros objetivos, de impulsar el uso pacífico de la energía nuclear.

A partir de ese momento, su desarrollo en todo el mundo experimentó un gran crecimiento, de forma muy particular en Francia y Japón, donde la crisis del petróleo de 1973 influyó definitivamente. La dependencia del petróleo para la generación eléctrica era muy marcada: Francia dependía del 39% y Japón del 73% en aquellos años; sin embargo, en 2008 generaban un 78% (Francia) y un 30% (Japón) mediante reactores de fisión. El accidente de Three Mile Island (1979) provocó un aumento muy considerable en las medidas de control y de seguridad en estas centrales; sin embargo, no se detuvo el aumento de capacidad instalada. Pero el accidente de Chernóbil (1986) en un reactor de diseño soviético que no cumplía los requisitos de seguridad que se exigían en Occidente, cortó drásticamente ese crecimiento. Asimismo, el accidente nuclear de Fukushima (2011) comprendió una serie de incidentes, tales como las explosiones en los edificios que albergaban los reactores nucleares, fallos en los sistemas de refrigeración, triple fusión del núcleo y liberación de radiación al exterior, registrados como consecuencia de los desperfectos ocasionados por el terremoto y tsunami de Japón oriental, calificado como el peor accidente nuclear desde Chernóbil.

En 2015, la generación eléctrica nuclear fue de 2441 billones de kWh. En enero de 2017 existían 447 centrales nucleares en operación en todo el mundo. A la fecha, 30 países en el mundo poseen centrales nucleares en operación, de los cuales: i)

en cuanto a la potencia, el primer lugar lo ocupa Estados Unidos (25.43%), seguido de Francia (16.13%), Japón (10.34%), China (8.08%) y Rusia (6.86%); y ii) en cuanto a generación eléctrica nuclear (año 2015), el primer lugar lo ocupaba Estados Unidos (32.69%), seguido de Francia (17.17%), Rusia (7.49%), China (6.60%) y Corea del Sur (6.44%) (World Nuclear Association, 1 de enero de 2017; IAEA 2007). Para mayor detalle ver **tabla 1-1**.

Electricidad por fusión nuclear

Similar que la fisión, tras su uso exclusivamente militar, se propuso el uso de esta energía en aplicaciones civiles. Así, los

grandes proyectos de investigación se han encaminado hacia el desarrollo de reactores de fusión para la producción de electricidad. El primer diseño de reactor nuclear se patentó en 1946 (Thomson y Blackman, 1959), aunque hasta 1955 no se definieron las condiciones mínimas que debía alcanzar el combustible (isótopos ligeros, habitualmente de hidrógeno), denominadas criterios de Lawson, para conseguir una reacción de fusión continuada. Esas condiciones se alcanzaron por primera vez de forma cuasiestacionaria en 1968.

La fusión se plantea como una opción más eficiente (en términos de energía producida

Tabla 1-1
Energía nuclear por países, potencia (2017) y generación eléctrica (2015)

País	Potencia de reactores en operación, enero 2017 (% netos, MW)	Generación de electricidad, 2015 (% billones kWh)
EE.UU.	25.4%	32.7%
Francia	16.1%	17.2%
Japón	10.3%	0.2%
China	8.1%	6.6%
Rusia	6.9%	7.5%
Corea del Sur	5.9%	6.4%
Canadá	3.5%	3.9%
Ucrania	3.3%	3.4%
Alemania	2.7%	3.6%
Reino Unido	2.3%	2.6%
Suecia	2.3%	2.2%
Otros	13.2%	13.7%
Total	391 386	2441

Fuente: World Nuclear Association (1 de enero de 2017). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

por masa de combustible utilizada), segura y limpia que la fisión, útil a largo plazo (Douglas, 2013). Sin embargo, faltan aún años para que pueda ser utilizada de forma comercial (la fusión no será comercial al menos hasta 2050). La principal dificultad encontrada, entre otras muchas de diseño y materiales, consiste en la forma de confinar la materia en estado de plasma hasta alcanzar las condiciones de los criterios de Lawson, ya que no hay materiales capaces de soportar las temperaturas impuestas. Se han diseñado dos alternativas para alcanzar los criterios de Lawson, que son el confinamiento magnético y el confinamiento inercial.

Aunque ya se llevan a cabo reacciones de fusión de forma controlada en los distintos laboratorios, en estos momentos los proyectos se encuentran en el estudio de viabilidad técnica en centrales de producción

eléctrica como el ITER o el NIF. El proyecto ITER, en el que participan, entre otros, Japón y la Unión Europea, pretende construir una central experimental de fusión y comprobar su viabilidad técnica. El proyecto NIF, en una fase más avanzada que ITER, pretende lo mismo en Estados Unidos usando el confinamiento inercial. Una vez demostrada la viabilidad de conseguir un reactor de fusión que sea capaz de funcionar de forma continuada durante largos periodos, se construirán prototipos encaminados a la demostración de su viabilidad económica.

Retos de la fusión nuclear

De acuerdo con Gateway to the Fusion Economy (2010), hemos llegado al punto de que es una necesidad existencial aprovechar los procesos del sol. Así, ahora debemos dirigir nuestras facultades creativas y recursos físicos, en la colaboración interna-

cional, hacia el logro de avances en el ámbito de los procesos termonucleares.

Este es el ya adelantado paso siguiente en el proceso voluntario de la evolución humana, ilustrado por las sucesivas transiciones de una sociedad basada en la madera a una economía del carbón, luego al petróleo y al gas natural, seguidos por la potencia de la fisión nuclear. Aumentando a lo que el economista estadounidense Lyndon LaRouche ha definido como la densidad de flujo de energía de la economía, se obtiene control sobre procesos de mayor producción de energía por unidad de área, expresados en una amplia gama de tecnologías, proyectos de infraestructura y métodos de producción.

Con la economía de fusión los suministros de energía se vuelven relativamente ilimitados, ya que el combustible de fusión contenido en un litro de agua de mar proporciona tanta energía como 300 litros de petróleo. Pero esto es más que un poder ilimitado. La economía de fusión lleva a la humanidad al dominio de la física de alta densidad de energía, que trata de reacciones termonucleares y plasmas con densidades de energía del orden de 10^{11} julios por cm^3 -billones de veces la densidad de energía de la batería en un teléfono inteligente- y la interrelación dinámica entre plasmas, láseres, fusión y reacciones de antimateria. Por ejemplo, los láseres de potencia ultra alta son capaces de producir pulsos de luz láser extremadamente cortos, 1000 veces más potentes que la energía que circula por toda la red eléctrica estadounidense.

De acuerdo con Word Economic Forum (2015), la fusión -sin emisiones de CO_2 , sin riesgo de fusión y sin residuos radiactivos de larga vida- es la solución obvia y lo ha sido durante décadas, pero es difícil de lograr.

La fusión controlada es la fuente de energía ideal a largo plazo, complementaria a las energías renovables.

El desafío es que la fusión solo ocurre en las estrellas, donde la enorme fuerza gravitacional crea presiones y temperaturas tan intensas que generalmente partículas repulsivas chocan y se fusionan. En la Tierra es preciso crear condiciones similares y mantener un plasma caliente cargado con electricidad a una presión suficientemente alta durante el tiempo necesario para que se produzcan reacciones de fusión. Esto es difícil y el problema ha ocupado algunas de las mentes más brillantes del mundo durante más de medio siglo. Se están llevando a cabo diferentes enfoques de la energía de fusión, desde la fusión fría, que todavía carece de evidencia y quizás nunca funcione; la fusión inercial, que podría funcionar; hasta la fusión magnética, que realmente funciona.

El enfoque de fusión magnética utiliza fuertes campos magnéticos para presurizar y atrapar el combustible de plasma caliente. Dentro de la fusión magnética hay muchas configuraciones diferentes de imanes, pero el mejor rendimiento se ha logrado en los dispositivos de tokamak en forma de anillo-donut, la forma más simple que no tiene líneas de campo magnético abiertas. El JET tokamak en Culham Laboratory alcanzó 16MW de potencia de fusión en 1997. Sin embargo, el progreso desde entonces ha disminuido debido a que el dispositivo sucesor, ITER, alcanzó proporciones tan gigantescas que le ocasionó numerosos retrasos. En los últimos años, algunos han estado cuestionando la posibilidad de una forma más pequeña de fusión.

La dificultad del reto de la fusión es más que igualada por el valor de la solución. En 2013, Lockheed Martin demostró cómo la fusión compacta podría satisfacer el consumo mundial de electricidad (44 millones de GWh



Foto: Chimenea grande de planta nuclear. Fuente: Shutterstock.

al año) para 2045. A la fecha, a precios de 5 centavos de US\$ por kWh, que sería un valor de US\$ 2.2 billones al año.

Lockheed Martin pretende construir un reactor de fusión compacto en 10 años utilizando un diseño cilíndrico con imanes en cada extremo. El uso de un diseño más pequeño, se dice, haría más fácil acumular impulso y desarrollarse más rápido. General Fusion en Canadá, Helion Energy en Estados Unidos y otros, están investigando nuevos enfoques de la energía de fusión.

Tokamak Energy es capaz de perseguir el objetivo de la energía de fusión debido a dos grupos locales de experiencia en el Thames Valley de Inglaterra: uno basado en la investigación de fusión de clase mundial en Culham Laboratory; el otro en los principales negocios de imanes superconductores de alto campo de Oxford Instruments y Siemens Magnet Technology, que suministran imanes para ins-

trumentos científicos y resonancia magnética.

Dentro de la clase de tokamaks hay dos opciones: la forma convencional de donuts como JET o el tokamak esférico en forma de manzana, recientemente descrito por Dan Clery en Science Magazine como el nuevo niño en el bloque. El tokamak esférico tiene dos grandes ventajas: es inherentemente compacto y utiliza el campo magnético más eficientemente. Su limitación ha sido siempre la ingeniería difícil debido a la falta de espacio en el centro de imanes. Pero recientemente se ha encontrado una solución. La última generación de un superconductor de alta temperatura (HTS) es notablemente capaz de conducir altas corrientes con resistencia cero a temperaturas muy bien por encima del cero absoluto y en un campo magnético fuerte. Ahora se pueden hacer imanes excepcionalmente de campo alto que permitan soluciones mucho más sencillas a los problemas de ingeniería de enfriamiento y protección de los imanes.



Foto: Partícula de órbita atómica. Fuente: Shutterstock.

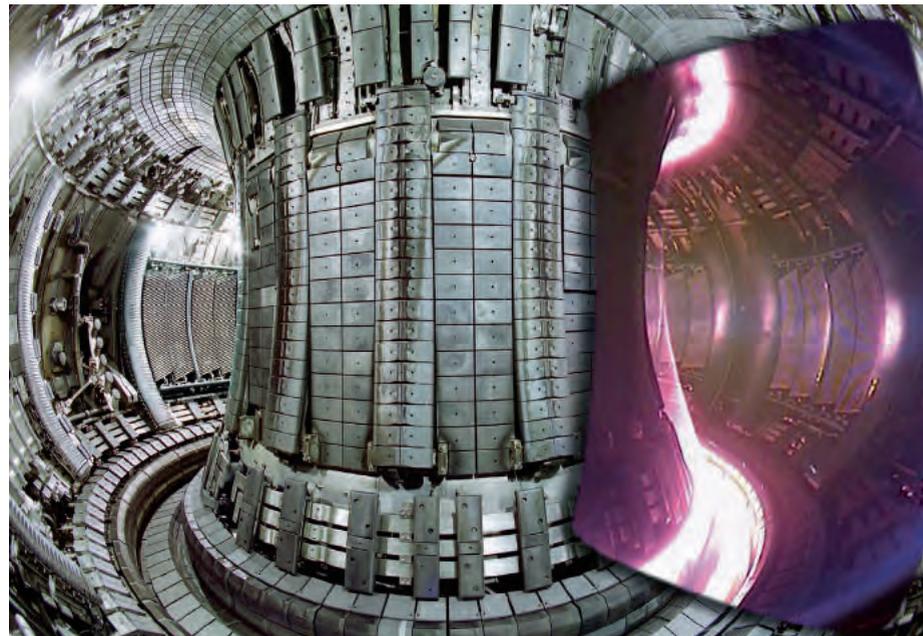
A principios de 2015, los científicos de Tokamak Energy publicaron dos documentos innovadores en Nuclear Fusion. Uno demostró por primera vez que es factible construir un tokamak de baja potencia (~100MWe) con una ganancia de alta potencia. El segundo abordó uno de los desafíos de ingeniería más difíciles de un tokamak esférico compacto: blindaje del centro.

De este modo, en lugar de construir dispositivos de tokamak cada vez más grandes, con grandes costos y largas escalas de tiempo, se puede dar un paso adelante al aumentar el campo magnético en dispositivos más compactos. Esto convierte la búsqueda de la energía de fusión de una gran *moonshot* a una serie de desafíos de ingeniería. Tokamak Energy está deliberadamente tratando de hacer frente a una serie de desafíos de ingeniería cada vez más difíciles. Han construido y demostrado un tokamak con todos sus imanes hechos de HTS y ahora están diseñando el dispositivo para llegar a temperaturas de fusión. Cuando tengan éxito con un desafío, podrán aumentar la inversión para abordar el próximo. Podrán tener algunos fracasos, pero fallar a pequeña escala puede ser una manera de aprender y recuperarse rápidamente.

Los proyectos de energía de fusión y las nuevas empresas en todo el mundo pueden perseguir el objetivo de la energía de fusión de diferentes maneras tomando en cuenta sus distintas fortalezas. El número cada vez mayor de nuevas empresas que entran en escena es alentador. Un esfuerzo concertado hacia la energía de fusión es la mejor manera de resolver la urgente necesidad de reducir las emisiones de GEI y asegurar el suministro de energía limpia y segura durante mucho tiempo en el futuro. El impacto global de la electricidad generada por la fusión será enorme.

Tendencias de la generación nuclear

En la historia de la energía nuclear se pueden distinguir los siguientes eventos: el accidente de Three Mile Island en EE.UU. (1979), el de Chernóbil en Ucrania (1986) y el de Fukushima en Japón (2011). Estos acontecimientos han tenido una influencia directa sobre las políticas energéticas de los gobiernos alrededor del mundo. Según la International Atomic Energy Agency (IAEA), Agencia Internacional de Energía Atómica²⁹, tras lo sucedido en las costas japonesas, cuatro de sus reactores BWR fueron cerrados³⁰. Peor aún, el gobierno alemán decidió cerrar ocho de sus reactores y tiene como objetivo el deslinde de esta fuente para 2022. Del mismo modo, países como Suiza, Bélgica, Italia y Francia colocan en el balance el futuro de esta tecnología en sus matrices energéticas.



Fuente: Special Report, Nuclear NAWAPA XXI ²⁸.

En marzo de 2012, la empresa nipona Hokkaido Electric Power detuvo las operaciones de su central Tomari, el último de los 50 reactores nucleares aptos en Japón, poniendo fin a un periodo de más de 40 años de operación continua de la tecnología nuclear en el sistema eléctrico japonés.

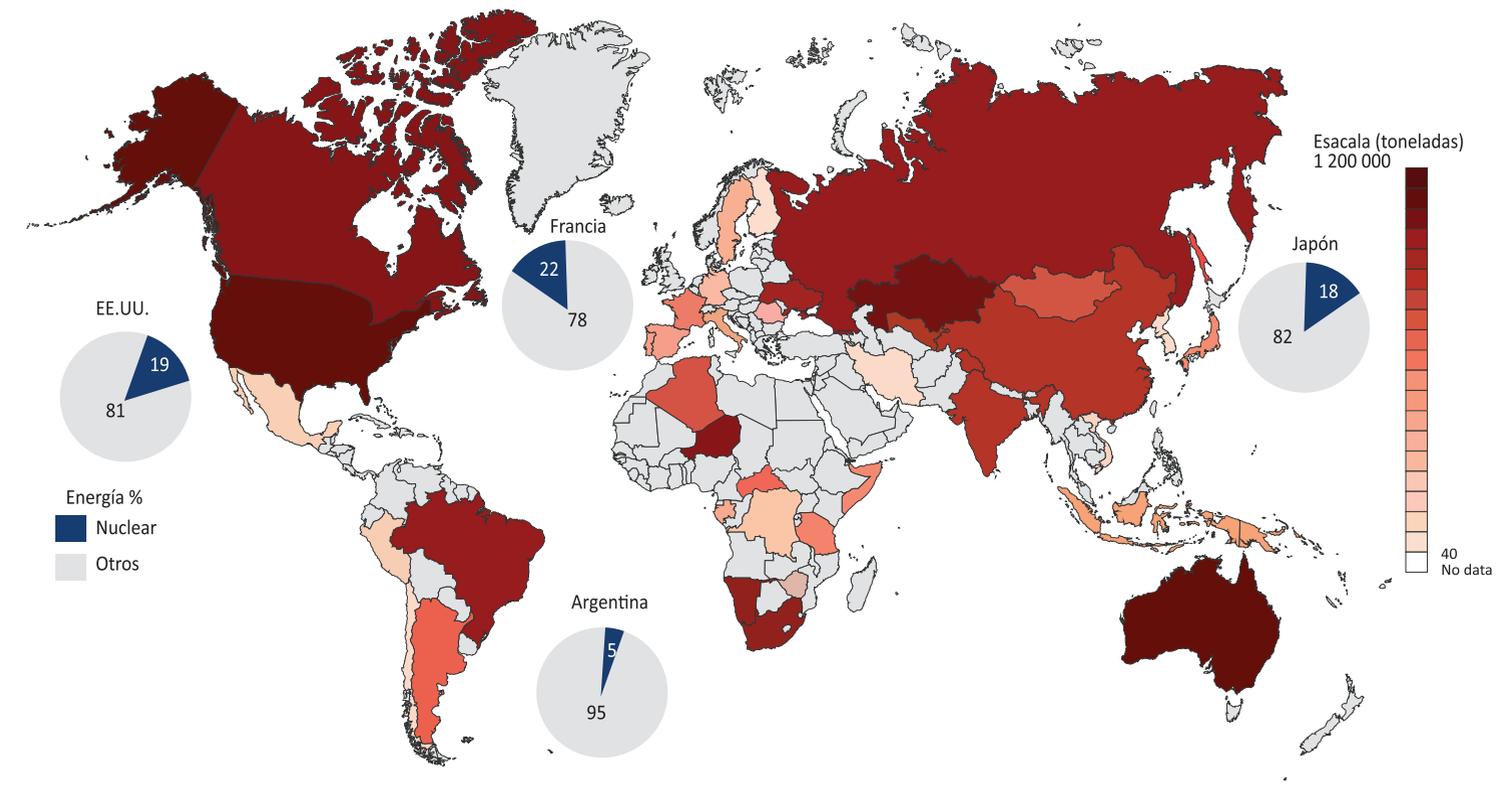
Por un lado, estas medidas han sido exacerbadas por la presión mediática y la falta de procesos de fiscalización y supervisión rigurosos y, por otro, por el creciente desarrollo de energías renovables, las cuales han sido fuertemente promovidas como tecnologías amigables con el ambiente. La pregunta inmediata es ¿por qué, a pesar de estos acontecimientos, muchos países aún mantienen sus planes de desarrollo nuclear? La respuesta viene dada por el beneficio neto que este tipo de energía les proporciona.

Para los países importadores netos de combustibles tradicionales, el uranio representa una menor vulnerabilidad con respecto a los precios del petróleo, carbón y gas natural. Por otro lado, para países con importantes reservas de uranio como China (115 m.t.³¹), Rusia (181 m.t.), India (55 m.t.) y Brasil (157

m.t.), este elemento representa un ahorro significativo en sus costos al ser menos dependientes de la cadena de combustibles derivados del petróleo (ver **mapa 1-2**) (IAEA, 2010). Por eso no es nada extraño que a la fecha, 60 nuevos reactores estén en proceso de construcción a nivel mundial³². Asimismo,

los países emergentes, que exhiben un enorme potencial de crecimiento económico, demandan un sector energético capaz de responder a los requerimientos futuros de su industria y que, al mismo tiempo, lo haga al menor costo posible.

Mapa 1-2
Distribución de los Recursos Razonablemente Asegurados (RAR) de uranio en el mundo (< US\$ 260/Kg U) - (Aprox. 4 millones de toneladas) a 2011



Fuente: International Atomic Energy Agency. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 1-7

Programa nuclear en Corea del Norte

En enero de 2016, el gobierno de Corea del Norte anunció que había realizado una prueba subterránea de una bomba de hidrógeno. En febrero de 2016, Pyongyang lanzó un cohete de largo alcance, supuestamente destinado a colocar un satélite en el espacio.

Ambos hechos fueron condenados por la comunidad internacional (ONU, entre otros), que teme que el gobierno de Kim Jong-un intente desarrollar armas de destrucción masiva.

Se menciona que técnicamente tiene la bomba atómica, pero aún no dispone de los medios para lanzarla usando un misil. Analistas creen que las dos primeras pruebas fueron hechas usando plutonio. Estiman que Corea del Norte tiene suficiente material nuclear para al menos seis bombas. La principal instalación nuclear con la que contaría sería la planta de Yongbyon. Pyongyang se ha comprometido varias veces a paralizar las operaciones e incluso destruyó en 2008 la torre de enfriamiento como parte de un acuerdo de ayuda a cambio de desarme.

Pero en marzo de 2013, luego de una guerra de declaraciones con Estados Unidos y tras las nuevas sanciones acordadas en su contra por la ONU como castigo por su tercer ensayo nuclear, Corea del Norte prometió reactivar todas las instalaciones en Yongbyon. Sin embargo, Estados Unidos nunca creyó que Pyongyang estuviera mostrando todas sus instalaciones nucleares. Esta sospecha se vio reforzada en 2010, cuando Corea del Norte reveló al científico estadounidense Siegfried Hecker la existencia de una planta de enriquecimiento de uranio en Yongbyon, supuestamente para generación de electricidad.

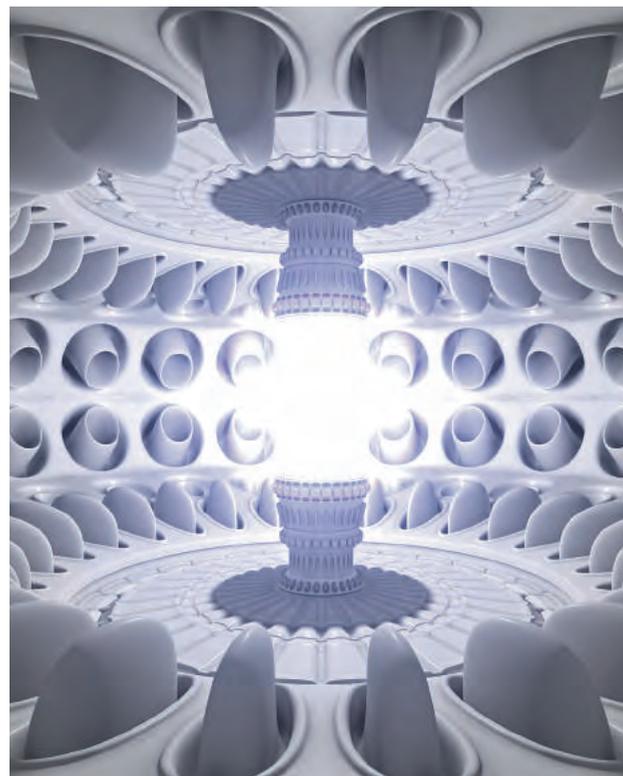


Foto: Núcleo del reactor de fusión. Fuente: Shutterstock.

Tanto Estados Unidos como Corea del Sur creen que Corea del Norte tiene otras instalaciones destinadas al programa de enriquecimiento de uranio. Un ensayo con un artefacto con uranio significaría nuevas dificultades para la supervisión y nuevos peligros de proliferación porque el enriquecimiento de plutonio ocurre en instalaciones más grandes que son más fáciles de supervisar. Una bomba de uranio significaría un logro tecnológico inmenso porque el proceso de convertir ese mineral es muy complejo.

Referencias:

1. BBC (9 de febrero 2016). ¿Cuán avanzado está el programa nuclear de Corea del Norte? Disponible en http://www.bbc.com/mundo/noticias/2016/02/160209_corea_norte_programa_nuclear_avances_ab

Costos de generación eléctrica

La energía nuclear representa una opción económicamente viable para muchas economías. La IEA (2015) muestra la gama de resultados para las tres tecnologías de base analizadas (CCGT a gas natural, carbón y nuclear). Con una tasa de descuento del 3%, la energía nuclear es la opción de menor costo para todos los países. Sin embargo, en consonancia con el hecho de que las tecnologías nucleares son de capital intensivo en relación con el gas natural o el carbón, el costo de la energía nuclear se eleva con relativa rapidez a medida que aumenta la tasa de descuento. Como resultado, a una tasa de descuento del 7%, el valor mediano de la energía nuclear es cercano al valor medio del carbón y, a una tasa de descuento del 10%, el valor mediano de la energía nuclear es superior al del gas natural o del carbón. Estos resultados incluyen un costo de carbono de US\$ 30/tonelada, así como los costos de combustible (ver gráfico 1-2)³³. Lo anterior evidencia la alta sensibilidad de esta alternativa a variaciones de las tasas de costo



Foto: Central nuclear Dukovany, República Checa-Europa. Fuente: Shutterstock.

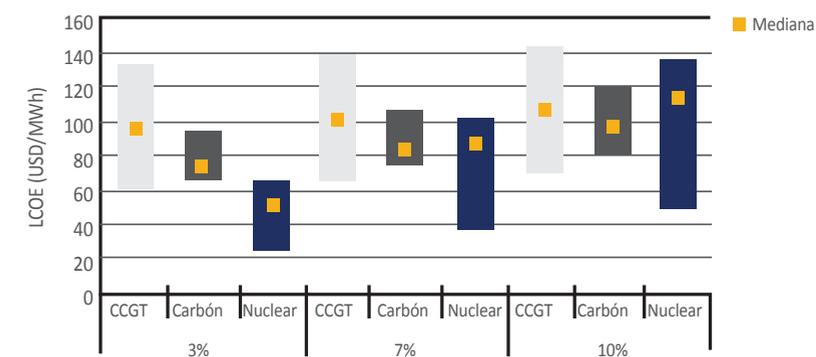
de oportunidad del capital. La explicación yace en los altos costos de inversión inicial.

En este sentido, según un estudio de Lazard (2011), el costo por MWh de inversión inicial estaría entre el 91% y 95% del costo nivelado a

diferencia de una planta de ciclo combinado, en donde su participación bordea el 39% y 56%. Dada la similitud de su estructura de costos con las centrales hidráulicas, estas suelen operar casi a plena capacidad ubicándose en la base de las operaciones de despacho en países con carencias hídricas³⁶. Si consideramos solo los costos variables de energía, que son una parte del costo nivelado (costo de operación y mantenimiento y costo de combustible), la opción nuclear tiene un costo de 24.7 US\$/MWh, siendo 50% más barata que una central de ciclo combinado (52.07 US\$/MWh).

La inclusión de tecnologías de generación eléctrica que no son sensibles a la disponibilidad de recurso hídrico, como la nuclear, permitiría tener un sistema más confiable. Asimismo, se debe tomar en consideración que Perú cuenta con reservas de uranio disponibles, las cuales estarían ubicadas en el sur del país y superarían las 1000 toneladas (IAEA, 2010), con lo cual se tendría mayor participación en la cadena del combustible,

Gráfico 1-2
Costos de generación según tasa de descuento³⁴



Fuente: IEA (2015). Elaboración: GPAE-Osinergmin³⁵.

lo que significaría un menor costo de generación eléctrica.

La limitación que enfrenta Perú para la explotación de estas reservas de uranio es la necesidad de desarrollar toda la cadena de extracción (minado), beneficio (procesamiento metalúrgico), transporte y enriquecimiento del uranio para que este mineral pueda ser utilizado en las plantas nucleares. Por otro lado, la energía nuclear ofrece ventajas para la ampliación de la cobertura eléctrica en los sistemas aislados. En dichos sistemas los costos de generación, transmisión y distribución son elevados, lo que encarece las tarifas eléctricas a los usuarios finales.

Si bien la generación nuclear no requiere de la quema de combustibles fósiles –no produce CO_2 – ayudando a mitigar los efectos causados por las emisiones de GEI, no está libre de contaminación ambiental, pues los efectos de los procesos dentro de la cadena de valor del uranio generan grandes pasivos ambientales. Del mismo modo, el manejo de los desechos radioactivos por parte de las centrales nucleares podría afectar la salud de la sociedad. Hay una serie de ventajas de la generación eléctrica nuclear. Sin embargo, para que un país pueda acceder a dicha tecnología es necesario que cuente con una normativa transparente y segura, con acuerdos internacionales con respecto a la no manipulación de armas nucleares, así como organismos reguladores y fiscalizadores autónomos y fortalecidos que puedan garantizar el óptimo desarrollo de la misma.

En los siguientes **capítulos 2 y 3** se analizará de forma detallada la promoción de las energías de RER a nivel internacional y nacional. Asimismo, se detalla la evolución estadística de la generación de electricidad y la normativa que permite su desarrollo.

Foto: Tuberías Central nuclear. Fuente: Shutterstock.



02

LOS RER A NIVEL MUNDIAL

MARCO INTERNACIONAL Y MECANISMOS DE PROMOCIÓN



Foto: Paneles Solares, Fuente: Shutterstock

LOS RER A NIVEL MUNDIAL

Marco internacional y mecanismos de promoción

En las últimas décadas, la preocupación por la emisión de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono, y sus efectos sobre el ambiente, ha llevado a los países a establecer diversos compromisos internacionales para la reducción de sus emisiones, así como a apostar por mecanismos para promover el ingreso de fuentes energéticas renovables en la matriz energética mundial. Por ello, resulta importante conocer el marco internacional bajo el cual se han desarrollado los recursos energéticos renovables, así como la evolución del mercado en los últimos años.



Foto: Campo geotérmico de energía renovable. Fuente: Shutterstock.

CAPITULO-02

LOS RER A NIVEL MUNDIAL Marco internacional y mecanismos de promoción

Las inversiones en proyectos de recursos energéticos renovables (RER) se han cuadruplicado en los últimos 10 años en todo el mundo gracias al crecimiento de la demanda y a los compromisos internacionales asumidos por los países. En paralelo, los costos de generación de los RER se han reducido de manera significativa, posibilitando que sean competitivos en comparación con las tecnologías convencionales de generación. En el presente capítulo se realiza una descripción de los principales acuerdos internacionales sobre el cambio climático y el desarrollo de mecanismos que han permitido el ingreso de los RER en la matriz energética. Asimismo, se presentan algunas estadísticas de la evolución de la generación en base a RER a nivel mundial¹.

Como se mencionó en el **capítulo 1**, los recursos energéticos renovables (RER) comprenden diferentes fuentes de energía (eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas) que se caracterizan por generar impactos ambientales significativamente inferiores en comparación a las energías que proceden de los combustibles fósiles como el petróleo o el carbón. La razón es que su empleo comprende tecnologías de baja emisión de carbono, lo que contribuye a mitigar los efectos del cambio climático y sus consecuencias negativas para el ambiente y la sociedad.

En este sentido, la creciente preocupación por la conservación de los ecosistemas, el surgimiento de fenómenos como la lluvia ácida y el deterioro de la capa de ozono, han impulsado a que en diversos acuerdos internacionales como el Protocolo de Kioto (1997), el Acuerdo de

Copenhague (2009), la Plataforma de Durban (2011) y el Acuerdo de París (2015), se concreten compromisos orientados a la prevención de los efectos del cambio climático. La realización de estas cumbres persigue que las políticas públicas de los países establezcan estrategias ambientales que conserven los ecosistemas y eviten el deterioro de la capa de ozono. El nuevo modelo de desarrollo sostenible ha permitido que un mayor número de países reestructuren sus políticas energéticas con el objetivo de promover los RER.

Para comprender el contexto en el cual se ha promovido la introducción de los RER en la matriz energética mundial, en las siguientes secciones se presentará información de los principales acuerdos internacionales sobre el cambio climático, así como los instrumentos que se emplean para incentivar las inversiones en proyectos que utilizan fuentes energéticas

renovables. Finalmente, se mostrarán estadísticas a nivel mundial de los montos de inversión, la capacidad instalada de generación eléctrica y el consumo de energía eléctrica relacionado con este tipo de energía.

2.1. PRINCIPALES ACUERDOS INTERNACIONALES PARA PROMOCIÓN DE LOS RER

Protocolo de Kioto

El Protocolo de Kioto, adoptado en 1997, es el acuerdo internacional más importante en materia de cambio climático. Su principal objetivo fue reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero (GEI) que causan el calentamiento global, entre los cuales destacan: el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O).

Mediante dicho Protocolo, los países desarrollados² se comprometieron a reducir las emisiones de CO₂ en 5% para 2012, en relación a las cifras de 1990. Se establecieron tres mecanismos concretos para lograr tal reducción: el Comercio Internacional de Emisiones (*International Emissions Trading*, ET), los Mecanismos de Desarrollo Limpio (*Clean Development Mechanism*, MDL o CDM, por sus siglas en inglés) y la Implementación Conjunta (*Joint Implementation*, JI).

El ET, que posteriormente se constituiría en el *European Union Emission Trading Scheme* (EU-ETS)³, definió derechos topes de emisiones de CO₂ para las empresas ubicadas en la Unión Europea, así como su comercialización entre los países miembros. El MDL permite que los proyectos en los países en desarrollo obtengan Certificados de Emisiones Reducidas (CER) o bonos de carbono, los cuales pueden ser comercializados con empresas de países industrializados. Por último, el JI permite a un país comprometido con las reducciones de emisiones de GEI (según el Anexo B del Protocolo) ganar unidades de reducciones de emisiones (ERU, por sus siglas en inglés) de otro país (del mismo Anexo B) que ha ejecutado proyectos de menor contaminación.

Acuerdo de Copenhague

El Acuerdo de Copenhague, firmado en la 15ª Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático (COP 15) realizada en Dinamarca en diciembre de 2009, tuvo como propósito establecer las medidas adecuadas para mantener la temperatura mundial del planeta por debajo de 2° C.

Con el propósito de cumplir este objetivo, se establecieron metas en la reducción de GEI por parte de los países conformantes del acuerdo. En el caso de los países en vías de desarrollo y los pequeños estados insulares, también en

desarrollo, estos adoptarán voluntariamente sus objetivos de mitigación de gases. Asimismo, se estableció una política de incentivos a fin de que los países en desarrollo con bajas emisiones continúen con su trayectoria de desarrollo.

Otro de los acuerdos se enfocó al destino de mayores recursos económicos para la mitigación, por parte de los países desarrollados. Como consecuencia, se incrementó el financiamiento de los países en vías de desarrollo, de tal manera que se cumpliera con la intensificación de la labor en la mitigación de GEI. Finalmente, se estableció el Fondo Verde de Copenhague para el Clima como entidad encargada del funcionamiento financiero de la convención, con el objetivo de otorgar apoyo a proyectos, programas y políticas orientadas a la reducción de GEI.

La Plataforma de Durban

La Plataforma de Durban es el conjunto de acuerdos logrados en la 17ª Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático realizada en diciembre de 2012 en Sudáfrica. Entre los principales acuerdos se destaca la implementación de un marco legal denominado Grupo de Trabajo *Ad Hoc* que facilite la acción climática. También se acordó mejorar en las metas para la reducción de emisiones de gases mediante un programa de trabajo durante el que se podrán explorar nuevas opciones que permitan cumplir el objetivo de mantener el incremento de la temperatura del planeta por debajo de 2° C y 1.5° C.

En general, a partir de la Plataforma de Durban se podrá definir el establecimiento de un régimen con mayor grado de seguimiento para el cumplimiento y la contabilidad de los compromisos de reducción de emisiones, lo que permitirá incrementar la transparencia de las acciones climáticas. En este sentido, la entrega

de informes con mayor frecuencia, los procesos de consulta, los análisis internacionales en el caso de los países en vías de desarrollo y los análisis para la evaluación y revisión internacional para los países desarrollados, permitirán el cumplimiento de los objetivos y la contribución a la mitigación de emisiones de gases contaminantes.

Acuerdo de París

En diciembre de 2015 se llevó a cabo la 21ª Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático en París (Francia), en donde 195 países establecieron acuerdos orientados a la mitigación de GEI y la necesidad de mantener el incremento de la temperatura global muy por debajo de los 2° C.

Entre los principales puntos abordados en esta cumbre destaca que los 195 países se comprometieron a gestionar la transición hacia una economía baja en carbono. Asimismo, de los 189 países que presentaron sus propuestas de contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional (INDC, por sus siglas en inglés)⁴, 147 mencionaron las energías renovables como instrumento para reducir sus emisiones. También se concretizó el apoyo financiero por parte de los países desarrollados por US\$ 100 000 millones anuales como mínimo a partir de 2020; dicha suma serviría como apoyo financiero en la lucha contra el cambio climático de los países en desarrollo. Finalmente, se estableció que todos los países deberían comunicar cada cinco años sus contribuciones a la reducción de emisiones de GEI.

Proclamación de Marrakech

En la 22ª Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático realizada en noviembre de 2016 en Marrakech (Marruecos), 111 países, los cuales representan el 80% de la emisión de gases a nivel mundial, ratificaron el Acuerdo de París. En este sentido, se estableció una ruta de trabajo que

definiría las reglas a seguir en lo referente al reporte y seguimiento en el cumplimiento de la reducción de emisiones por parte de los países según lo acordado en París. Esta ruta debería ser terminada en 2018. Asimismo, los 50 países con mayor vulnerabilidad al cambio climático se comprometieron a generar el 100% de su energía con RER en el menor tiempo posible. Por otra parte, los países ricos liderados por Alemania presentaron la iniciativa NDC Partnership, asociación orientada a ayudar a los países a cumplir las metas de su compromiso climático, además de garantizar una eficiente asistencia técnica y económica.

Como se puede apreciar, en los últimos años existe una creciente preocupación a nivel mundial por el cambio climático y sus efectos, lo que ha llevado a la firma de diversos compromisos en cuanto a la reducción de emisiones de GEI y el diseño de mecanismos o instrumentos para alcanzar estos objetivos. Una de estas herramientas es la introducción de los recursos energéticos renovables en la matriz energética de cada país. Para ello, se han desarrollado algunos instrumentos de política que permiten facilitar o incentivar su uso, por lo que en la siguiente sección se describirá en qué consisten dichos instrumentos.

2.2. INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA INTRODUCIR LOS RER⁵

La experiencia internacional muestra que la implementación de políticas de promoción de recursos renovables requiere fijar metas sostenibles en el tiempo y establecer, en un inicio, mecanismos económicos que promuevan su competitividad.

Al respecto, se pueden identificar cinco tipos de mecanismos: transferencias financieras



Foto: Aerogeneradores instalados, Perú. Fuente: Osinergmin.

directas o sistema de primas, que garantizan un ingreso financiero seguro a las generadoras renovables; instrumentos regulatorios, que establecen sistemas de cuotas; instrumentos comerciales, que establecen preferencias arancelarias para las importaciones de equipos de generación que utilicen recursos renovables; política tributaria, que establece reducciones impositivas; e instrumentos crediticios, que permiten obtener créditos preferenciales (International Energy Agency, IEA, 2011).

Este apartado se dedicará a exponer los instrumentos de políticas más difundidos para introducir los RER, como son las transferencias financieras directas o sistema de primas y los instrumentos regulatorios o sistema de cuotas.

Sistema de tarifas

a. Mecanismo de tarifas fijas

El mecanismo *feed-in-tariff* (FIT) otorga el derecho a los generadores de energía renovable a vender toda su producción a un precio fijado en su totalidad (tarifa regulada total). En este tipo de sistema el Estado interviene estableciendo una tarifa *ex ante*, que corresponderá a la retribución de la electricidad producida al generador RER. Asimismo, cumple con el papel de garantizar que toda la electricidad que se inyecte a la red sea comprada. La reducción de los riesgos para el generador, asociados a fluctuaciones en las tarifas eléctricas, y la garantía de la recuperación de la inversión inicial son características de este sistema (International Renewable Energy Agency, Irena, 2015a).

Es importante señalar que para asignar los recursos de forma eficiente, se establecen distintas tarifas de la energía eléctrica en función al tamaño de la central, la ubicación y el tipo de energía que producen. Cabe resaltar que este 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

El sistema de prima funciona como una variante del enfoque FIT aplicado en España. A diferencia de la tarifa fija, en la cual el generador recibe un precio fijo independiente del precio de la

electricidad en el mercado, este mecanismo consiste en aplicar un pago adicional (prima) sobre el precio del mercado de electricidad. En este sentido, la prima estará 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).

Sistema de cuotas

a. Normas de Cartera Renovables

El mecanismo *Renewable Portfolio Standards*, (RPS) establece que mediante la imposición de argumentos legales, los distribuidores o generadores están obligados a que un determinado porcentaje de su suministro o producción provenga de energías renovables. Como resultado, el Estado regula la cantidad de electricidad renovable y deja que el mercado

determine el precio. En este sentido, los requerimientos de la demanda se abastecen según la tecnología RER de menor costo.

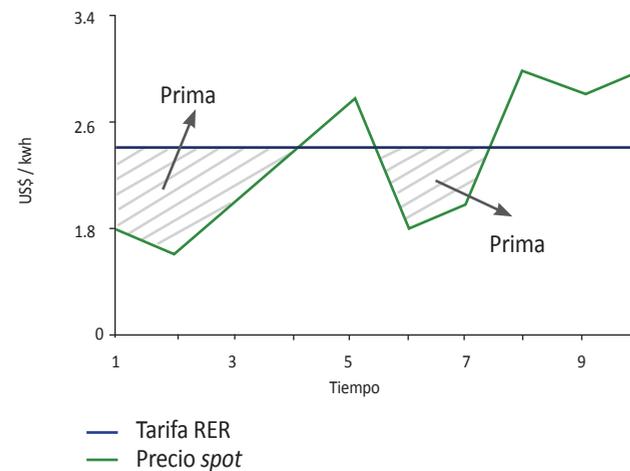
Una variante de este mecanismo es que los agentes obligados pueden llegar a la cuota requerida mediante derechos de comercio (por ejemplo, esquemas de certificados verdes para la energía renovable). Así, al término de un periodo determinado, los agentes obligados por la cuota demuestran su cumplimiento mediante la entrega de una cantidad de certificados verdes equivalente a la cuota fijada. Si no cumplen, 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

Mediante el sistema de subastas, el Estado es el encargado de ofertar o licitar proyectos de energía renovables y son las empresas las que compiten en la obtención del proyecto. En este tipo de sistema la competencia entre empresas se convierte en el eje principal. 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 2-1** se muestra en qué países se aplican principalmente estos mecanismos de apoyo.

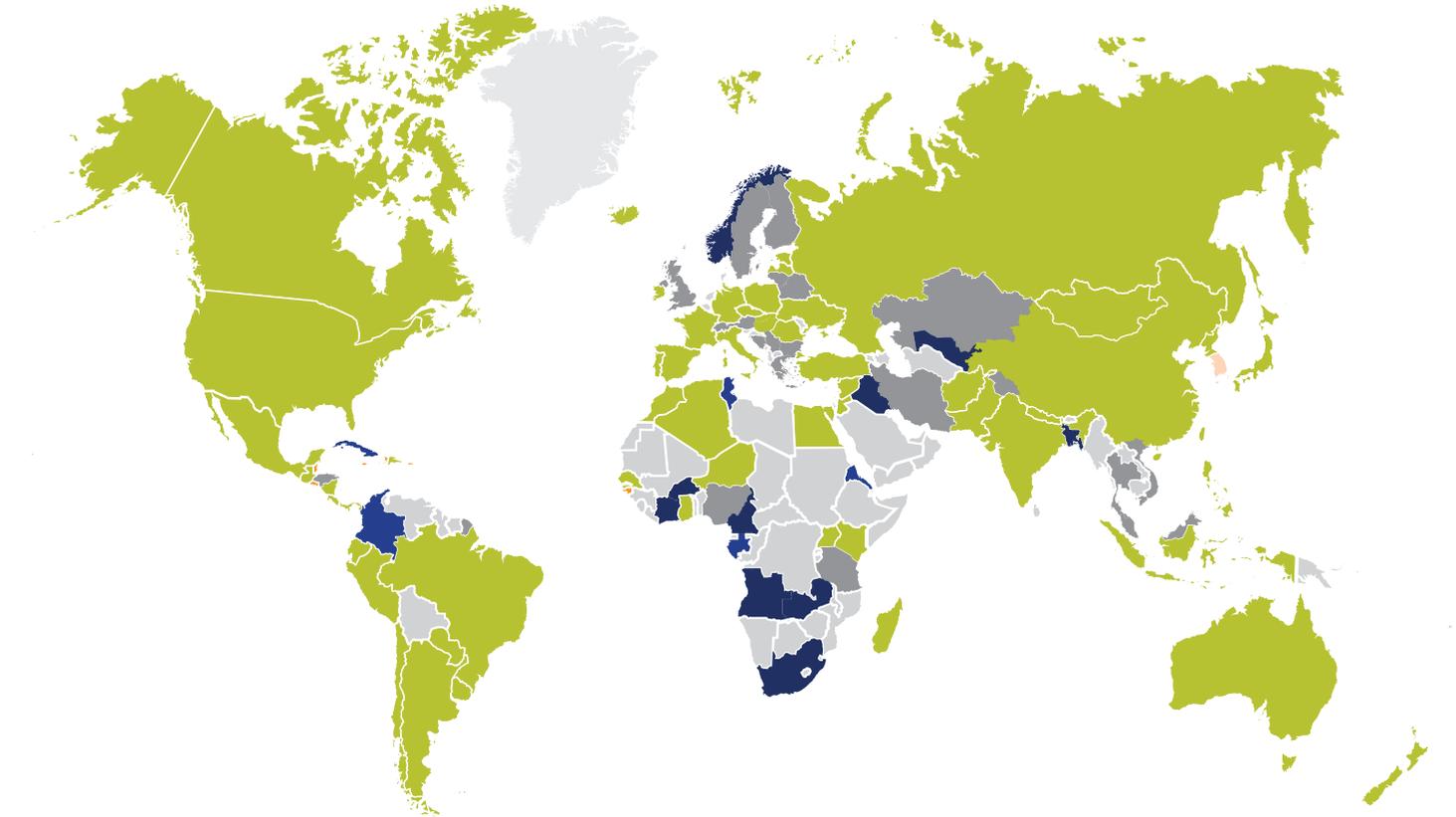
Gráfico 2-1
Sistema de Prima



Fuente: Reporte de Análisis Sectorial del Sector Eléctrico, 2012.

Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Mapa 2-1
Países con política de energía renovable en el sector eléctrico por tipo, 2015



- Más de un tipo de política
- *Feed-in-tariff*/Prima
- Licitaciones
- Medición neta
- No existen políticas o datos

A 2015, 110 países tenían mecanismos de *feed in-tariff* o primas, 100 países políticas de cuota y 64 países mecanismos de licitaciones.

En América Latina el mecanismo más utilizado para promover las energías renovables en el sector eléctrico son las subastas. Desde 2009, se han realizado en la región 54 subastas.

Fuente y elaboración: REN 21 (2016).

Asimismo, en América Latina, el mecanismo más utilizado para promover las energías renovables en el sector eléctrico son las subastas. Desde 2009, se han realizado en la región 54 subastas. 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.

En lo referente a las tarifas reguladas, estas han tenido un éxito limitado en la región. A la fecha solo Nicaragua y Uruguay tienen un sistema de tarifas de aplicación limitada. Por otra parte, con respecto al sistema de cuotas, en América Latina, solamente 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, el sistema de subastas se combina con esquemas de primas y cuotas. Asimismo, en El Salvador se tienen elementos de subastas y tarifas reguladas. En Nicaragua se combina las subastas y las cuotas al imponer que el servicio público de electricidad incluya cuotas de energías renovables en sus subastas de energía para todas las tecnologías convencionales (Irena, 2015b). En el **cuadro 2-1** se muestra un resumen de las principales políticas de energías renovables aplicadas en países de América Latina.

2.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS POLÍTICAS QUE FOMENTAN LOS RER: ESTADOS UNIDOS, CANADÁ, CHILE Y PERÚ

En esta sección se realiza una breve comparación de las políticas de promoción de las fuentes de energía renovable en cuatro países: Estados Unidos, Canadá, Chile y Perú, con el fin de identificar las similitudes y diferencias que existen entre ellas. A nivel mundial, Estados Unidos tiene la segunda mayor capacidad instalada de generación de RER, mientras que Canadá ocupa el quinto puesto (REN21, 2016). En Sudamérica, Chile es uno de los países que en los últimos años le ha brindado mayor impulso a la introducción de los RER en su matriz energética. El análisis comparativo se centrará sobre tres aspectos: políticas de apoyo, promoción del mercado e incentivos fiscales.

Políticas de apoyo

a. Estados Unidos. Tiene el objetivo de reducir su nivel de emisiones actuales en 32% para 2030. Para ello, se han aprobado estándares técnicos y esquemas regulatorios que buscan armonizar las normas federales y las promulgadas por los propios estados, así como regular el tratamiento de los pequeños generadores que desean conectarse a la red eléctrica.

El esfuerzo por fomentar el empleo de RER es amplio, ya que abarca iniciativas del gobierno federal y de los gobiernos estatales y locales. No obstante, se observa que si bien algunos estados han aprobado normas que disponen el incremento de la generación eléctrica con RER⁵, se encuentra pendiente que todos los estados aprueben el mismo tipo de políticas.

Asimismo, Estados Unidos provee fondos para financiar programas de investigación y desarrollo (I&D) en RER⁶ y se ha creado un directorio nacional de RER que incluye bases de datos, hojas de cálculo, análisis de sistemas y programas de simulación. Por otro lado, algunos estados han establecido una cuota de abastecimiento de electricidad generada con RER por parte de las empresas de distribución; tal es el caso de Illinois, donde el 25% de la electricidad debe provenir de fuentes renovables sin incluir a la hidroeléctrica (IEA, Estados Unidos, 2017).

b. Canadá. Tiene el objetivo de generar el 20% de energía eléctrica en base a RER y reducir sus emisiones de GEI en 10% por debajo de los niveles de 1990 para 2020. Asimismo, para 2030 planea instalar 5000 MW de nueva capacidad en base a RER. Cuenta con un fondo (*Clean Energy Fund*) de US\$ 317.6 millones para financiar proyectos RER, actividades de I&D y subsidiar estudios de factibilidad para proyectos piloto. Las políticas para promover los RER abarcan tanto al gobierno nacional como a los provinciales. En este sentido, en varias provincias se han aprobado esquemas regulatorios para facilitar la conexión de centrales de RER a las redes existentes; mientras que por el lado del gobierno nacional se ha creado el Renewable Energy Facilitator, una institución oficial que brinda financiamiento a proyectos de RER (IEA, Canadá, 2017).

c. Chile. Se ha fijado como objetivo generar el 20% de la energía eléctrica a partir de RER para 2025. Bajo la Ley de Energías Renovables No Convencionales se ha establecido que un 5% de la electricidad debe proceder de RER. Asimismo, el gobierno nacional facilita las subastas por nuevos proyectos y, mediante el Centro de Energías Renovables, subsidia hasta el 40% del costo de los estudios de factibilidad de proyectos RER y financia programas de I&D para la introducción de las tecnologías RER. Además,

Cuadro 2-1
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 del 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												
Surinam												
Uruguay												
Venezuela												

■ Activo ■ Expirado, sustituido o inactivo ■ En desarrollo

Fuente y elaboración: Irena (2015b).

A nivel mundial, Estados Unidos tiene la segunda mayor capacidad instalada de generación de RER, mientras que Canadá ocupa el quinto puesto. En Sudamérica, Chile es uno de los países que en los últimos años le ha brindado mayor impulso a la introducción de las RER en su matriz energética.

el gobierno ha aprobado estándares técnicos, ha desarrollado un esquema regulatorio y ofrece asistencia técnica (IEA, Chile, 2017).

d. Perú. El Decreto Legislativo N° 1002 ha declarado de interés nacional el desarrollo de centrales de generación que empleen RER y ha establecido medidas de promoción para la introducción de centrales de generación eléctrica que los utilicen. De esta manera cada dos años se realizan subastas mediante las cuales diversas empresas compiten para adjudicarse contratos de generación con RER.

Promoción del mercado

a. Estados Unidos. El Plan de Acción Climática de Estados Unidos compromete al gobierno a permitir el desarrollo de 10 000 MW en proyectos sobre terrenos públicos. Además, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) supervisa los *Power Purchase Agreements* (PPA) suscritos entre las empresas eléctricas y los generadores RER. Asimismo, varios gobiernos estatales cuentan con sistemas que permiten a los usuarios medir su producción de energía y su consumo, y solo facturar por el monto de energía que retiran de la red eléctrica (*Net Metering*). Solo cuatro estados no cuentan con este mecanismo. Por último, en cinco estados se ha establecido el empleo del mecanismo *feed-in tariff*, mientras que en otros su aplicación es voluntaria (IEA, Estados Unidos, 2017).

b. Canadá. Ha empezado a implementar los mecanismos de *Net Metering* y el esquema de *feed-in tariff* en algunas de sus provincias. El programa *New Brunswick Power Net Metering* permite a los consumidores conectar sus propios sistemas de generación a la red eléctrica para compensar sus consumos y reducir su facturación (NB Power, 2017). Por otra parte, Ontario es la única provincia que aplica el *feed-in tariff*. El Ministerio de Energía de Ontario, la Autoridad de la Energía y el Ontario Energy Board

han desarrollado un programa que permite a los pequeños generadores usar los RER para vender energía de nuevo a la red eléctrica (Harcourt Brown, 2010). Finalmente, Canadá ofrece contratos PPA, llamados *Renewable Electricity Support Agreement* (RESA), por un periodo de 20 años a un precio fijo que brinda a los inversionistas una garantía sobre el precio que percibirán por un largo periodo de tiempo (Howard y O'Neill, 2016).

c. Chile. Los generadores de RER tienen garantías para el acceso a las redes eléctricas, así como la no discriminación durante el proceso de subastas de energía y en la firma de acuerdo PPA. Además, Chile ofrece la aplicación del *Net Metering*, por lo cual las inyecciones de energía de los usuarios, que a su vez generan electricidad, se descuentan de su facturación por consumo eléctrico. Los generadores de RER se encuentran exceptuados o reciben subsidios para el pago de los costos de transmisión (IEA, Chile, 2017). Finalmente, existen subastas por bloques horarios, en las cuales los generadores de RER pueden competir para suministrar electricidad en algunas horas del día, lo que ha posibilitado que diversas tecnologías, como la solar, puedan competir con las tecnologías convencionales en las subastas (Doyle, 2016).

d. Perú. El Decreto Legislativo N° 1002 ha establecido medidas para promover la generación basada en RER, entre las principales destacan las siguientes: i) se brinda a los generadores garantía para el acceso a las redes eléctricas; ii) se establece que los generadores de RER tienen prioridad en el despacho de energía; iii) cada dos años se realizan subastas mediante las cuales diversas empresas compiten para adjudicarse contratos de generación, estas empresas cuentan con garantías sobre el precio que percibirán durante los 20 años de vigencia del PPA (D.L. N° 1002, 2008).

Incentivos fiscales

a. Estados Unidos. El principal instrumento para incentivar las inversiones en RER son las devoluciones de impuestos para las empresas e individuos por la compra de equipos o paneles solares, así como el establecimiento de esquemas de depreciación acelerada. El segundo instrumento más empleado son los subsidios, por ejemplo, para la compra inicial de equipos. Además, el gobierno invierte directamente en algunos proyectos y tiene el compromiso de comprar 1000 MW de RER para las instalaciones públicas. Esto provee subvenciones monetarias, créditos o garantía de bajos intereses a los proyectos de RER. Finalmente, se ha establecido un impuesto al carbono, el cual indirectamente ayuda al mercado de los RER, incentivando a los generadores a considerar opciones renovables que podrían reducir sus emisiones para evitar la aplicación del impuesto (IEA, US, 2017).

b. Canadá. Este país también depende, en gran medida, de las devoluciones de impuestos y subsidios para promover la inversión en RER. Canadá ha implementado el esquema *Accelerated Capital Cost Allowance* (ACCA), que permite que algunos ítems sean deducidos a tasas de 30% o 50% para propósitos de impuestos, mientras que otros tienen exoneraciones completas de impuestos (Beaudry, Shooner y Lacasse, 2014). Entre los subsidios se incluye un reembolso del 25% de los costos de adquisición, instalación y otros costos asociados a los sistemas de RER. En algunas provincias el reembolso llega hasta el 40% de los costos (Harcourt Brown, 2010). Asimismo, los diferentes niveles de gobierno invierten directamente en proyectos RER, tal es el caso, por ejemplo, del compromiso de comprar 150 MW de nueva capacidad de generación eólica por parte del gobierno nacional, o la firma de contratos por parte de Hydro Quebec para la instalación de 2000 MW de capacidad eólica. Adicionalmente, Canadá provee préstamos a

bajas o nulas tasas de interés para inversión en proyectos RER (IEA, Canadá, 2017).

c. Chile. Actualmente no cuenta con incentivos tributarios o subsidios para las instalaciones solares, no obstante brinda subsidios al desarrollo de estudios de factibilidad para la implementación de proyectos de electrificación rural (Irena 2014). El gobierno invierte directamente en proyectos de RER en el marco de su estrategia de electrificación rural. Mediante la asistencia del banco alemán KfW, el cual extendió un préstamo de 85 millones de euros para el financiamiento de proyectos RER, el gobierno ofreció facilidades de crédito y préstamos a tasas de interés bajas a los inversionistas que desarrollen proyectos de RER. Además, el gobierno provee subvenciones para proyectos de prueba, como por ejemplo un programa piloto que realiza ensayos en las instalaciones, desarrollo de capacidades locales e incentiva proyectos de RER de pequeña escala. Por último, se ha establecido un impuesto al carbono que contribuye de manera indirecta a incentivar que los generadores reduzcan sus emisiones de gases contaminantes (IEA, Chile, 2017).

d. Perú. Se ha establecido un esquema de devolución de impuestos en los proyectos de RER, así como un mecanismo de depreciación acelerada de hasta el 20% de los gastos de inversión en maquinaria, equipo y obras de construcción civil, que influye en la determinación de la base imponible para efectos tributarios. Asimismo, los generadores de RER cuentan con el beneficio de la devolución adelantada del Impuesto General a las Ventas (IGV). Mediante el sistema de subastas, las empresas RER que ganan la licitación tienen una garantía sobre sus ingresos anuales, que es financiada por todos los consumidores de electricidad del país (IEA, Perú, 2017).



Foto: Obra de Captación. Fuente: Osinermin.

En resumen, Estados Unidos y Canadá cuentan, comparativamente, con mercados de RER desarrollados en los cuales existen muchos agentes. De esta manera, sus políticas están orientadas, sobre todo, a facilitar la competencia en el mercado mediante la reducción de los costos de ingreso, así como la implementación de salvaguardas. Además, sus políticas promueven la participación de agentes privados (empresas y usuarios) por medio de esquemas como el *Net Metering* y el *feed-in tariff*. Por otra parte, los mercados de RER de Chile y Perú son muy similares, pues aún cuentan con pocos años y requieren de mayor participación del gobierno, por ejemplo, mediante la coordinación de subastas públicas.

Debido a que las políticas de RER de Estados Unidos y Canadá son aprobadas por el gobierno nacional y los gobiernos regionales, necesitan ser estandarizadas en todos los niveles de gobierno. En Chile y Perú el impulso a las iniciativas de RER proviene del gobierno central, por lo que no es necesaria su estandarización en todos los niveles de gobierno. Sin embargo, se requiere la coordinación entre el gobierno central y los diferentes actores en el mercado. En el **cuadro 2-2** se presenta un resumen de las principales medidas implementadas en cada uno de los países analizados.

Cuadro 2-2
Comparación de políticas de promoción de los RER

Categoría	Estados Unidos	Canadá	Chile	Perú
Políticas de apoyo	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de 32% en las emisiones a 2030 Estándares técnicos Sistema regulatorio Esfuerzos nacionales, estatales y locales Estándar de la cartera de proyectos con RER Cuotas que exijan que un porcentaje de la electricidad generada provenga de RER Capacitación a la industria Financiamiento para la investigación y desarrollo Asesoramiento y orientación informativa Directorio Nacional de RER Asistencia técnica Liderar los esfuerzos internacionales 	<ul style="list-style-type: none"> Objetivo de generar el 20% de electricidad a partir de RER Reducción de emisiones en un 10% con respecto al nivel de 1990 para 2020 Introducir 5000 MW de energía proveniente de RER para 2030 Financiamiento para investigación y desarrollo Estudios subsidiados Esfuerzos nacionales, estatales y locales Estándar en la cartera de proyectos con RER Sistema regulatorio Asistencia técnica Proceso simplificado para la aprobación de los proyectos de RER 	<ul style="list-style-type: none"> Declara como interés nacional los RER Objetivo de generar el 20% de electricidad a partir de los RER para 2025 Cuotas que exijan que el 5% de la electricidad generada debe provenir de fuentes renovables Subastas, como instrumento de política para introducir RER Estudios subsidiados Financiamiento para la investigación y desarrollo Asesoramiento y orientación informativa Ejecución de proyectos Proceso simplificado para la aprobación de los proyectos RER Establecimiento de estándares técnicos Sistema regulatorio Asistencia técnica Sistema de certificación 	<ul style="list-style-type: none"> Declara de interés nacional los RER Objetivo de generar el 60% de electricidad a partir de los RER para 2024 Establecimiento de estándares técnicos Subastas, como instrumento de política para introducir los RER Prima RER
Promoción de mercado	<ul style="list-style-type: none"> Compromiso por parte del gobierno en permitir 10 000 MW de energía renovable en uso público Contratos de compra de energía Balance neto Tarifas fijas 	<ul style="list-style-type: none"> Tarifas fijas Balance neto Contratos de compras de energía por 20 años 	<ul style="list-style-type: none"> Acceso garantizado a la red Subastas no discriminatorias Contratos de compras de energías no discriminatorias Balance neto Exoneración o subsidios en los costos de las líneas de transmisión Proceso simplificado para la ampliación de la red Subastas de tiempo limitado 	<ul style="list-style-type: none"> Acceso garantizado a la red Precios fijos por 20 años para acceder a la red Contratos para compra de energía
Incentivos fiscales	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de impuestos Subsidios Inversión directa del gobierno Subvención Crédito y bajos intereses a los préstamos Impuestos a la emisión de carbono Compromiso del gobierno en la compra de 1000 MW de RER 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de impuestos Subsidios Inversión directa del gobierno Bajo o cero interés en los préstamos para inversión de capital Subvención 	<ul style="list-style-type: none"> Inversión directa del gobierno Inversión directa extranjera Crédito y bajos intereses a los préstamos Subvención Impuestos a la emisión de carbono 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de impuestos Subsidios Ingresos anuales garantizados Inversión directa extranjera

Fuentes: Doyle (2016), Harcourt Brown (2010), Howard y O'Neill (2016), IEA. (2017), NB Power (2017), Irena (2014) y REN21 (2016). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Una vez brindado el marco general de compromisos asumidos por diferentes países con respecto a la reducción de gases contaminantes, así como las políticas implementadas en diferentes partes del mundo, en la siguiente sección se presentarán algunas estadísticas del desarrollo del mercado de energías renovables en el mundo durante los últimos años.

2.4. LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES EN EL MUNDO⁷

Inversiones
2015 fue un año récord para la inversión

realizada sobre este tipo de tecnologías en el mundo. Excluyendo a los grandes proyectos hidroeléctricos, esta se incrementó en 5% con respecto a 2014, alcanzando la cifra de US\$ 285.9 miles de millones según Bloomberg New Energy Finance (BNEF), superando el récord de US\$ 278.5 miles de millones de 2011.

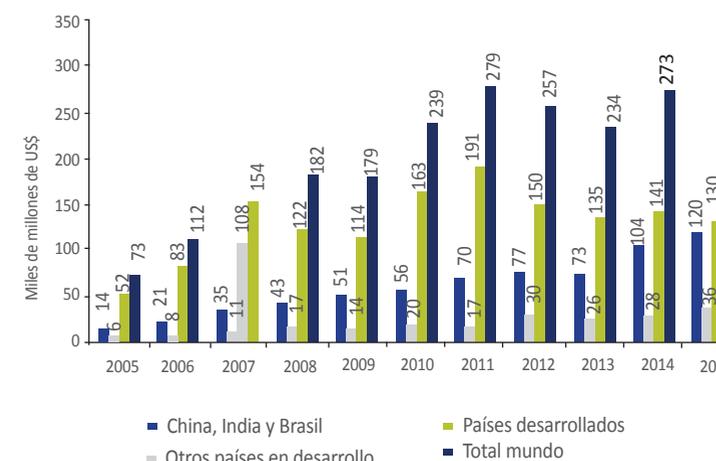
Otro punto a destacar es que en 2015, la inversión total en energías renovables en países en desarrollo superó, por primera vez, a las inversiones de las economías desarrolladas. China, India y Brasil invirtieron alrededor de US\$ 156 miles de millones, lo que representa un incremento de 19% con respecto al año anterior. La inversión realizada por China representó 30% de la inversión mundial. De igual manera, otros

países que incrementaron su inversión en energía renovable fueron Sudáfrica (US\$ 4.5 miles de millones), México (US\$ 4 miles de millones) y Chile (US\$ 3.4 miles de millones).

Desde 2004, las inversiones en tecnología RER han sido de US\$ 2313 miles de millones, de los cuales el 62% se ha realizado en países desarrollados y el 38% en países en desarrollo. En 2015, la inversión por parte de los países desarrollados y en desarrollo fue de US\$ 130 mil millones y US\$ 156 mil millones, respectivamente. En ambos casos, dichas inversiones representaron una caída de 8% y un crecimiento de 19%, respectivamente, con respecto a 2014 (ver **gráfico 2-2**).

Según el tipo de tecnología, durante el periodo 2005-2015, los mayores montos

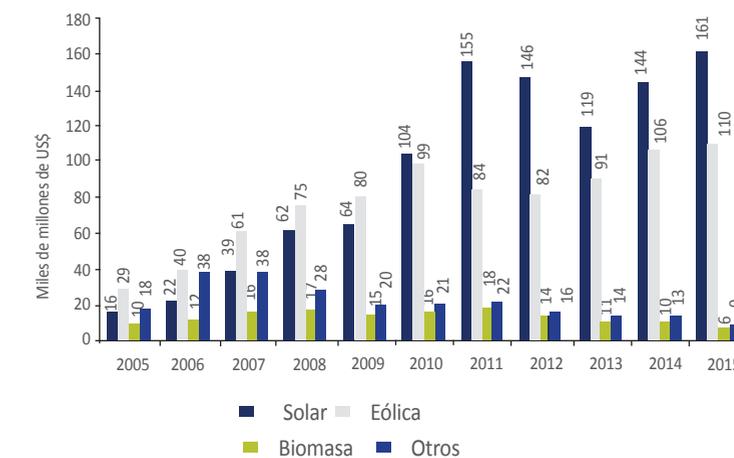
Gráfico 2-2
Inversión de RER en países desarrollados y en desarrollo, 2005-2015



Fuentes: United Nations Environment Programme (UNEP) y Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-3
Inversión de RER según tipo de tecnología, 2005-2015



Nota. La categoría Otros incluye la energía obtenida a partir de centrales hidráulicas de menos de 50 MW de capacidad, energía mareomotriz y geotérmica.

Fuente: REN21. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

de inversión se han destinado a la construcción de plantas solares y eólicas con US\$ 1031 miles de millones y US\$ 855 miles de millones, respectivamente. No obstante, hasta 2009, los mayores montos de inversión eran destinados a proyectos de generación con energía eólica. A partir de 2010, las inversiones en energía solar tomaron mayor impulso y superaron a los montos para otros tipos de tecnología.

A nivel de países, los que mayor inversión realizaron en energías renovables durante 2015 fueron China (36% del total), Estados Unidos (15% del total) y Japón (13% del total). Cabe mencionar que las inversiones realizadas por China representaron la tercera parte de las hechas a nivel mundial. El **cuadro 2-3** presenta los 10 países que realizaron las mayores inversiones en 2015.

Las inversiones realizadas han permitido el financiamiento de la construcción de nueva

infraestructura de generación de electricidad que emplea RER en su proceso de producción. En el siguiente apartado se presentará la evolución que ha experimentado la capacidad instalada de centrales de RER en el mundo, así como los principales parques eólicos y solares que existen en la actualidad.

Capacidad instalada

De acuerdo con información reportada por el *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN 21)⁸, se estima que en 2015 fueron añadidos unos 147 GW de capacidad de generación eléctrica basada en energía renovable convencional y no convencional, siendo mayor en 9% con respecto a 2014. Asimismo, se señala que la inversión privada tuvo un incremento significativo en 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 el 23.7% de la electricidad mundial. Así, la producción de

energía renovable en 2015 alcanzó el 2.8% de la energía consumida a nivel mundial.

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. El surgimiento de este mercado en todos los continentes ha contribuido de manera significativa al crecimiento global, permitiendo precios más competitivos.

El mercado de energía eólica 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.

Cuadro 2-3
Top 10 de inversiones de 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-Osinergmin.

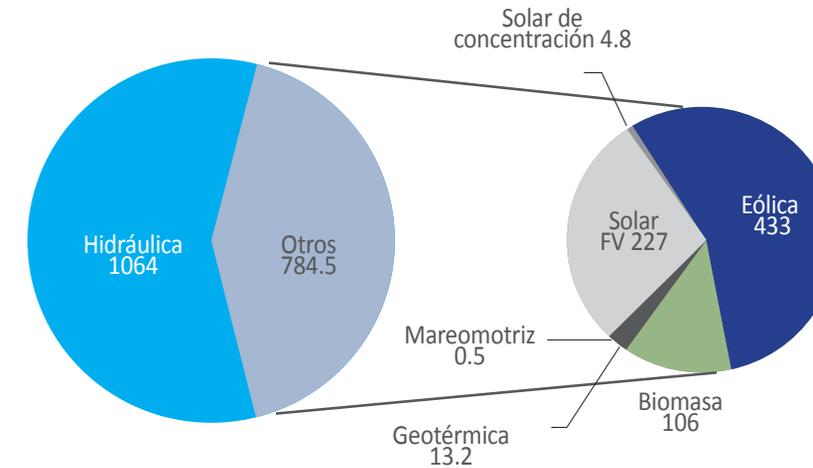
Cuadro 2-4
Indicadores de energía renovable a nivel mundial

Capacidad instalada	MEDIDA	2014	2015
Energía renovable (no incluye centrales hidráulicas)	GW	665	785
Energía renovable (incluye centrales hidráulicas)	GW	1701	1849
Hidráulica	GW	1036	1064
Geotérmica	GW	12.9	13.2
Solar	GW	177	227
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 y proyectos solares. Los de menos de 1 MW se estimaron por separado junto con proyectos a 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 2-4
Capacidad instalada de generación con tecnologías de RER (GW), 2015



Fuente: REN 21. Elaboración: GPAE - Osinermin.

Cuadro 2-5
Principales parques eólicos en el mundo, 2015

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	2011
5	Shepherds Flat	Estados Unidos	845	2012
6	Tres Hermanas	Perú	97.15	2015

Nota. Se presenta información del parque eólico Tres Hermanas con fines comparativos, no obstante, esta Mini Central no ocupa el sexto puesto por capacidad en el ranking mundial.

Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE - Osinermin.

Sobre el mercado hidroeléctrico, se ha estimado que 28 GW de capacidad han sido introducidos en 2015. En este mercado sobresalen China (27.9%), Brasil (8.6%), Estados Unidos (7.5%) y Canadá (7.4%). En el **cuadro 2-4** se presenta la capacidad instalada de generación en base a fuentes de energía renovable a nivel mundial, mientras que en el **gráfico 2-4** se puede apreciar que la tecnología hidráulica representa el 58% de la capacidad total de generación en base a fuentes renovables.

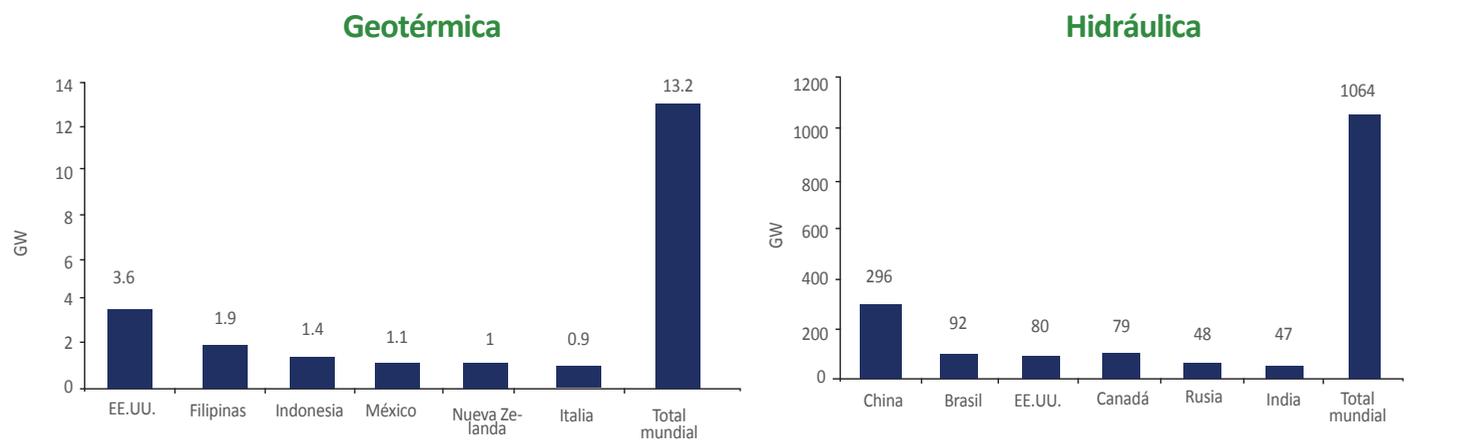
Según país y tipo de tecnología, países como China, Estados Unidos y Alemania son líderes en cuanto a capacidad instalada de centrales eólicas y solares fotovoltaicas, mientras que Estados Unidos, Filipinas y Marruecos destacan en la generación geotérmica. Por otro lado, en la generación en base a energía solar por concentración destacan España y Estados Unidos y, finalmente, en generación a base de recursos hídricos tienen preponderancia China y Brasil. El detalle se puede apreciar en el **gráfico 2-5**.

a. Principales parques eólicos en el mundo

El parque eólico más grande del mundo se encuentra en Gansu, China. A 2016 tiene una capacidad instalada de 6000 MW y para 2020 se espera llegue a una capacidad de 20 000 MW. El segundo 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 en India. En quinto lugar se encuentra el Shepherd Flat, ubicado en Estados Unidos, que posee una capacidad de 845 MW.

En Oaxaca (México), se encuentra Eurus, el parque eólico más grande de Latinoamérica, que tiene una capacidad instalada de 250 MW. En el Perú existen cuatro parques eólicos de los cuales el Parque Eólico Tres Hermanas (Ica) es el más grande, con una capacidad instalada de

Gráfico 2-5a
Capacidad instalada de generación con tecnologías de RER según países, 2015



Fuente: REN 21. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Solar por concentración
(continuación del gráfico 2-5a)



Fuente: REN 21. Elaboración: GPAE - Osinergmin.

Cuadro 2-6
Principales plantas solares en el mundo, 2015



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	Deser Sunlight Solar Farm	Estados Unidos	550	2015
5	Copper Mountain Solar Facility	Estados Unidos	458	2010
6	Majes	Perú	20	2012

Nota.
Se presenta información con fines comparativos, no obstante, esta central no ocupa el sexto puesto por capacidad en el ranking mundial.

Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE - Osinergmin.

97.15 MW. El **cuadro 2-5** resume las principales características de las centrales descritas.

b. Principales plantas solares en el mundo

La planta solar de Longyangxia, situada en la provincia de Qinghai, en China, es la más grande de tecnología solar en el mundo, con una capacidad instalada de 850 MW y cubre 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 en 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 planta solar más grande es El Romero Solar en Chile (culminada en 2016), que cuenta con una capacidad instalada de 246 MW. En el Perú existen cuatro plantas solares, tres de las cuales poseen una capacidad instalada de 20 MW (Majes, Repartición y Panamericana Solar), mientras que la cuarta (Central Solar Moquegua FV) tiene una capacidad de 16 MW. Todas se encuentran ubicadas en el sur del país. En el **cuadro 2-6** se resumen las principales características de las plantas solares descritas.

La planta solar de Longyangxia, situada en la provincia de Qinghai, en China, es la más grande de tecnología solar en el mundo, con una capacidad instalada de 850 MW. En Latinoamérica, la planta solar más grande es El Romero Solar en Chile, que cuenta con una capacidad de 246 MW.

Costos de generación de electricidad con tecnología renovable

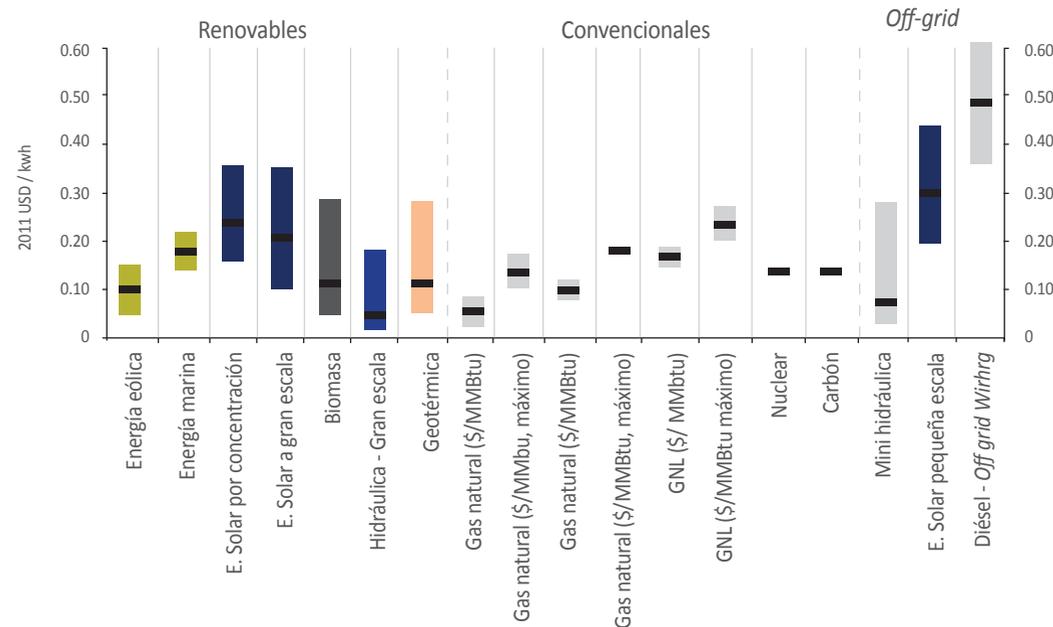
La electricidad generada con energía hidráulica, geotérmica y biomasa ha resultado ser competitiva en comparación a la energía generada con combustibles fósiles. Por ello, en 2015 y para principios de 2016, las expectativas sobre la mejora de los costos se evidenciaron en las bajas ofertas en las subastas 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 generación solar y eólica.

La mejora en la competitividad de las energías renovables empezó hace algunos años, 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 se encontró 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, los cuales tienen 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.

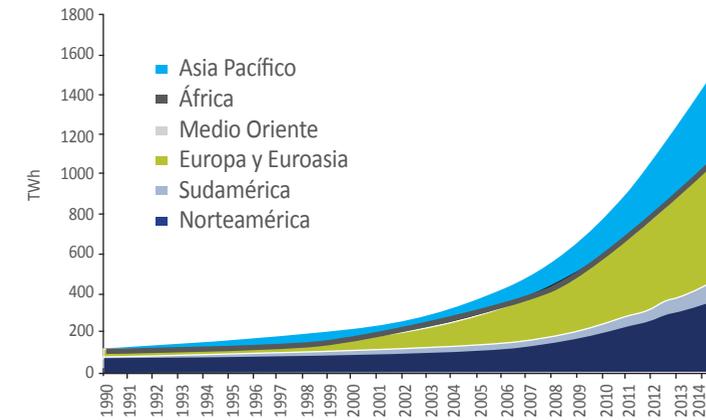
El desarrollo de infraestructura de generación que emplea RER, así como la reducción en los costos de

Ilustración 2-1 Costos de energía según tipo de tecnología



Fuente y elaboración: Irena.

Gráfico 2-6 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 – Osinermin.

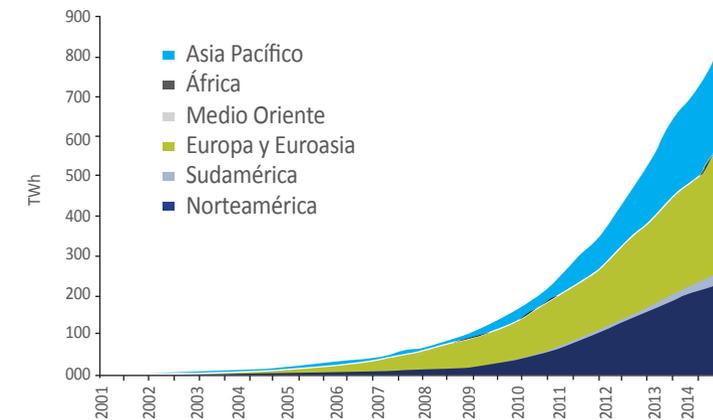
usarlos, ha permitido atender la creciente demanda de energía limpia en el mundo, por lo que a continuación se presentará la evolución que ha seguido el consumo de energías renovables en el mundo en los últimos años.

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 los 1612 TWh. La mayor participación en el consumo ha sido registrada por parte de Europa y Eurasia con 39% (631 TWh), seguidos de Asia Pacífico con 30% (490 TWh) y Norteamérica con 23% (365 TWh). En último lugar se encuentra el consumo de Sudamérica y Centroamérica con 7% (107 TWh). En el **gráfico 2-6** se puede apreciar que, en los últimos 25 años, el consumo de energías renovables para la generación de energía eléctrica se ha incrementado de manera exponencial a partir de 2002. Esto se debe al inicio de los compromisos ambientales asumidos por los países firmantes del Protocolo de Kioto.

Por otra parte, el consumo de energía eólica y solar ha tenido su repunte sobre todo en Europa y Asia. En 2015, el consumo de energía eólica fue de 253 TWh a nivel mundial (44% en Europa, 36% en Asia y 20% en el resto del mundo); y el consumo de

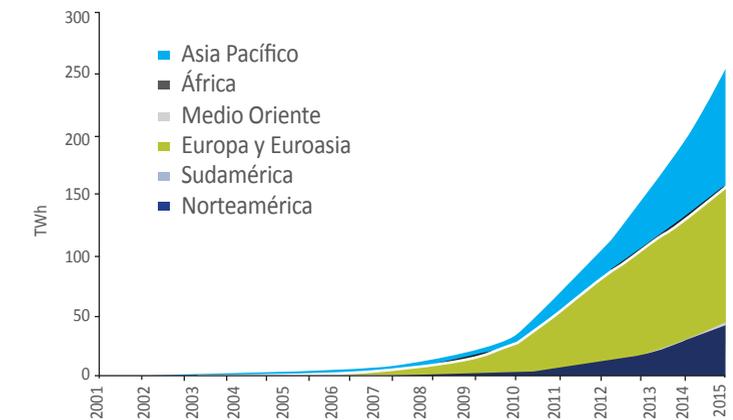
Gráfico 2-7 Consumo de energía eólica 2000 – 2015



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

Fuente: BP. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Gráfico 2-8 Consumo de energía solar, 2000 – 2015



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

Fuente: BP. Elaboración: GPAE-Osinermin.

energía solar alcanzó 841 TWh (39% en Europa, 30% en Asia y 31% en el resto del mundo).

En este capítulo se ha expuesto el contexto general bajo el cual se ha promovido el ingreso de fuentes de energía renovables en la matriz energética de diversos países en el mundo; además, se ha realizado un resumen de las políticas implementadas en los Estados Unidos, Canadá, Chile y Perú. En el **capítulo 3** se abordarán, con mayor detalle, los esquemas de promoción de los RER que se han implementado en el país y se presentarán estadísticas relevantes del mercado de los RER a nivel nacional.



Foto: Central de energía geotérmica. Fuente: Shutterstock.

03 | LOS RER EN EL PERÚ

MARCO NORMATIVO Y PROMOCIÓN

Foto: Paneles Solares. Fuente: Shutterstock.

LOS RER EN EL PERÚ

Marco normativo y promoción

Con el objetivo de aprovechar el alto potencial de los recursos energéticos renovables no convencionales en el Perú, en 2008 se implementó un marco normativo que contempla la promoción de las tecnologías de RER. Para ello, se han realizado cuatro procesos de subastas RER para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y uno para áreas no conectadas a la red, lo cual ha tenido un efecto positivo en la calidad de vida de la población y la protección del ambiente



Foto: Aerogeneradores Eólica. Fuente: Shutterstock.

CAPITULO-03

LOS RER EN EL PERÚ¹

Marco normativo y promoción

En los últimos años, la implementación de las tecnologías de recursos energéticos renovables (RER) ha permitido reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), mitigando así los efectos del cambio climático, y mejorando los niveles de seguridad energética del país. El desarrollo de un marco normativo que promueve el ingreso de este tipo de tecnologías ha permitido el inicio de operaciones de centrales eólicas y solares. Por ello, en el presente capítulo se presenta el marco legal que norma los RER en el Perú, así como los resultados de las subastas que se han llevado a cabo.

3.1. MARCO NORMATIVO E INSTITUCIONAL DE LOS RER

En el marco de los acuerdos internacionales señalados en el **capítulo 2** del presente libro y la experiencia adquirida en otros países respecto a las políticas de promoción de los recursos energéticos renovables (RER), el Perú también ha fomentado el empleo de este tipo de fuentes de energías en la generación de electricidad. Es así que en el Perú el desarrollo de los proyectos de generación con energías renovables no convencionales (RER) se inició en 2008, con la emisión de un marco normativo especial que introdujo el mecanismo de subastas para la promoción de inversiones privadas y la adjudicación de proyectos de RER.

Este marco normativo define como RER a las fuentes de energía eólica, solar, de biomasa, de geotermia, mareomotriz, y las pequeñas fuentes hidráulicas con una capacidad

instalada de hasta 20 MW; y está respaldado por la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables (Decreto Legislativo N° 1002), el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (Decreto Supremo, D.S., N° 012-2011-EM²), y el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a la Red (D.S. N° 020-2013-EM), así como por las normas y procedimientos que se resumen en la **ilustración 3-1**.

El Decreto Legislativo (D.L.) N° 1002 declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante RER y establece que cada cinco años el Ministerio de Energía y Minas (MEM) debe definir el porcentaje objetivo en que debe participar la electricidad generada a partir de RER (en el consumo nacional de electricidad), sin considerar a las centrales hidroeléctricas. Este porcentaje será de hasta el 5% anual durante el primer quinquenio.



En el Perú el desarrollo de los proyectos de generación con RER se inició en 2008, con la emisión de un marco normativo especial.



Asimismo, establece los siguientes incentivos para la promoción y desarrollo de los proyectos RER:

- Compra de toda la energía producida por los generadores RER al precio que resulte en el mercado de corto plazo y complementado por la prima que fije el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) en caso de que el costo marginal sea menor que la tarifa resultante de las licitaciones.
- Prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación

Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), para lo cual se le considera un costo variable de producción igual a cero.

- Prioridad para conectarse a las redes eléctricas de transmisión y distribución del SEIN en caso de existir capacidad en dichas redes.
- Tarifas estables a largo plazo (20 años) establecidas mediante subastas.
- Fondos financieros para investigación y desarrollo de proyectos de generación eléctrica con RER.

Con respecto a las subastas, el marco normativo sostiene que es un concurso público convocado por el MEM, con una periodicidad no menor de dos años, y conducido por Osinermin con el objetivo de asignar una tarifa de adjudicación a cada proyecto de generación de RER. De igual forma, señala que el MEM es el encargado de definir los requerimientos de energía, elaborar y aprobar las bases y firmar los contratos resultantes de las subastas; mientras que Osinermin, además de conducir las subastas, tiene la función de fijar los precios máximos y supervisar el cumplimiento de los contratos. En la **ilustración 3-2** se indican las instituciones que se encuentran vinculadas con el desarrollo

Ilustración 3-1
Marco Normativo de RER



Nota. ¹ Modificado por el D.S. N° 031-2012-EM y el D.S. N° 024-2013-EM.

Fuente y elaboración: Tamayo, Salvador, Vásquez y Vilches (2016).

de la generación de electricidad con RER.

Además del D.L. N° 1002 y su Reglamento, el Estado peruano aprobó el D.S. N° 020-2013-EM con el fin de promover la inversión para el diseño, suministro de bienes y servicios, instalación, operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos en las zonas rurales alejadas del país que no cuentan con redes ni servicio de electricidad. Esto, porque la prestación de tal servicio mediante esquemas convencionales (redes eléctricas) sería muy costosa y técnicamente inviable. Este decreto también establece las subastas como mecanismo de mercado para adjudicar las instalaciones de RER autónomas, las cuales se definen como el

conjunto de elementos que permiten dotar de electricidad a un Área No Conectada a la Red³.

Los esquemas de subasta, tanto para áreas conectadas a la red como áreas no conectadas, se explicarán en mayor detalle en la siguiente sección.

3.2. Diseño de las subastas RER realizadas en el Perú

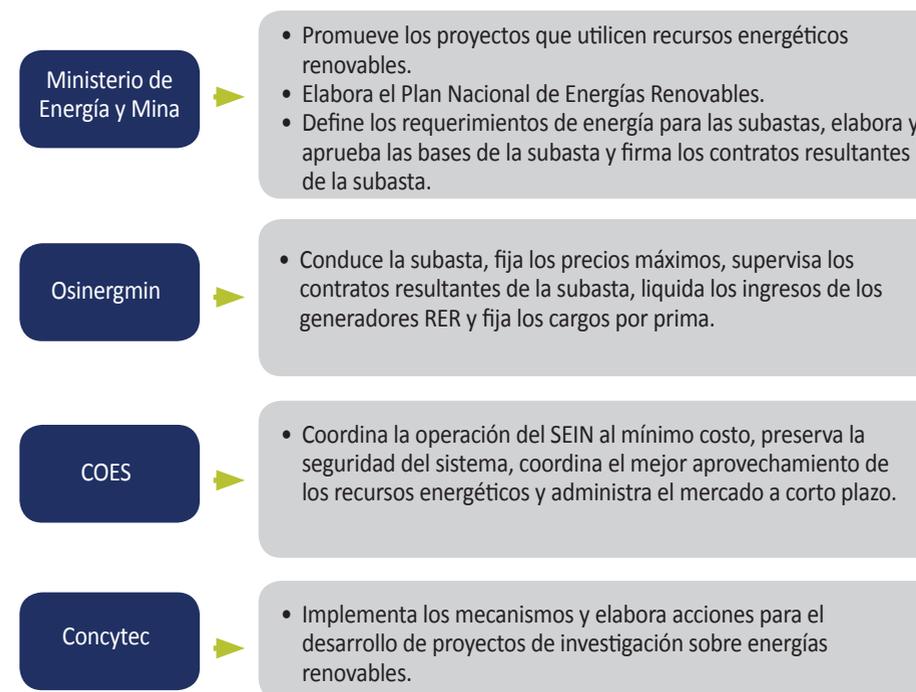
Como se explicó en el capítulo 2, las subastas constituyen el instrumento normativo más usado en América Latina para la promoción de las energías renovables. Estas se caracterizan porque suelen ofrecer a los adjudicatarios un contrato de compra de energía a largo plazo,

con duración de entre 10 y 30 años. Al respecto, el diseño de subasta utilizado en el país para la adjudicación de proyectos de generación de RER es de sobre cerrado⁵ a mejor precio y utiliza como factor de competencia el precio monómico de generación⁶, además de la cantidad de energía a subastar. En este caso, el MEM determina la cantidad (cuota) de energía a subastar por cada una de las tecnologías y define ciertas condiciones y características que deben existir para la firma del contrato de acuerdo con la normativa correspondiente vigente, las mismas que se plasman en las bases del proceso (Osinermin, 2014).

Siguiendo a Mitma (2015), el diseño de las subastas de electricidad con RER considera los siguientes criterios:

- La promoción a gran escala de la generación RER en la matriz energética**
- Búsqueda de eficiencia:** 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.
- Maximizar el 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.
- Evitar la posibilidad de colusión explícita o tácita:** es necesario establecer reglas que impidan comportamientos estratégicos por parte de los participantes que originen distorsiones en el 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).

Ilustración 3-2
Marco Institucional de los RER



Fuente y elaboración: Tamayo, Salvador, Vásquez y Vilches (2016).

RECUADRO 3-1

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 puedan existir 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 a realizar la primera Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables (RRA)⁴ en América Latina, 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 considerable potencial de energía hidroeléctrica, abundantes recursos energéticos, tales como biomasa, fuerza eólica, energía solar y geotérmica, de los cuales la mayor parte no ha sido explotada (ver cuadro 3-1).

- **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). Este potencial se ubica en la costa del Perú, debido a la fuerte influencia del anticiclón del Pacífico y de la Cordillera de los Andes, que generan vientos provenientes del suroeste en toda la región costera.

- **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. Los campos geotérmicos de mayor potencial en el Perú serían: Cajamarca, La Libertad, el Callejón de Huaylas, Churín, la Zona Central, Cadena Volcánica del Sur, Puno y Cusco.

- **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 3-1
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.

v) **Evitar barreras de entrada:** un aspecto clave para el éxito de la subasta es generar altos niveles de competencia, es decir que exista un número suficiente de postores. Por ello, se deben minimizar las barreras a la entrada, simplificando las reglas y los procedimientos técnicos para la participación de los postores.

En el Perú se llevan a cabo dos tipos de subastas para promover las energías renovables, las subastas RER *On-Grid* y las subastas RER *Off-Grid*. Las primeras se realizan para adjudicar



En resumen, el diseño general de las subastas RER realizadas en el país se basa en: i) la simplicidad del proceso, ii) evitar la posibilidad de colusión (confidencialidad y precios máximos en reserva), iii) reducir las barreras de entrada (requisitos mínimos, declaraciones juradas) y iv) la credibilidad de las reglas y estructura de mercado.

proyectos que estén conectados directamente a la red del SEIN. Por el contrario, el término *Off-Grid*, que significa fuera de red, aislado u 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.

2.1 Subastas RER on-grid

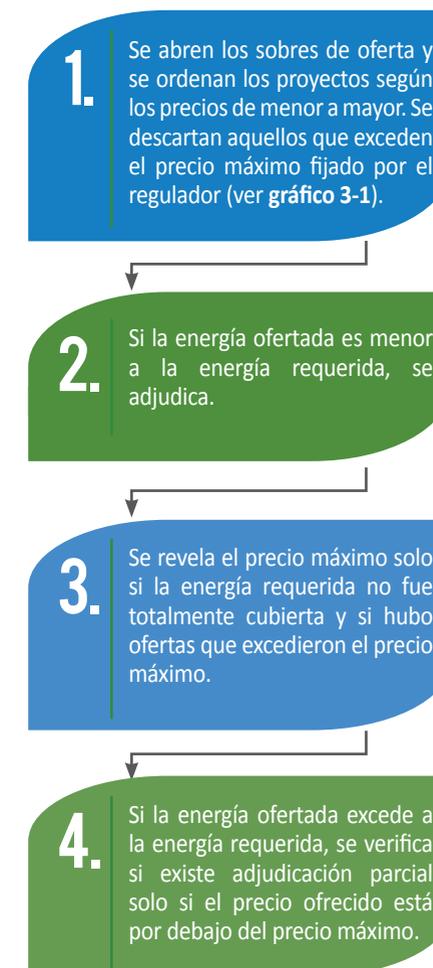
El enfoque implementado en el Perú para las subastas RER *On-Grid* es una mezcla de mecanismos de promoción mediante la cual el MEM establece cada cinco años un porcentaje objetivo de participación de RER en la producción eléctrica nacional. Una vez calculada la cantidad de energía a subastar, se distribuye entre las distintas tecnologías de RER.

Para fomentar la eficiencia en costos, se adoptó un enfoque de competencia por el mercado que consiste en establecer una tarifa de referencia o precio máximo⁷ (información oculta para las empresas) e implementar un proceso de subasta en sobre cerrado. De esta forma, una vez que el MEM establece la cantidad de energía requerida a subastar, el procedimiento de adjudicación se lleva a cabo de manera independiente para cada tipo de tecnología. Luego, las ofertas se ordenan de menor a mayor y se descartan aquellas que exceden el valor del precio máximo fijado por el regulador. Posteriormente se adjudican aquellas ofertas de menor precio hasta cubrir la energía requerida. Es decir, la subasta se adjudica a aquellos proyectos cuyas ofertas de precios y cantidad de energía ofertada cumplan con los límites de precio y cuotas de energía establecidos.

La **ilustración 3-3** resume los cuatro principales pasos del procedimiento de adjudicación de la subasta. En el **gráfico 3-1** se esquematiza un ejemplo de adjudicación de subasta, en el cual

se presentan tres proyectos. La adjudicación 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 precio máximo fijado por Osinergmin

Ilustración 3-3 Procedimiento de adjudicación de la subasta RER on-grid



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

y, considerando que su energía ofertada es menor a la requerida, se adjudican. En este caso, se revela el precio máximo pues la energía requerida no ha sido totalmente cubierta. No se considera una adjudicación parcial del Proyecto 3 porque su precio supera el precio máximo fijado.

En el caso de que la subasta se declare 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 SEIN. En caso dichos costos resulten menores que la tarifa adjudicada, recibirán una compensación o prima (Prima RER) mediante

un proceso de liquidación de ingresos efectuado por Osinergrmin (ver **gráfico 3-2**). Esta prima es financiada por todos los usuarios eléctricos mediante un cargo en el peaje de conexión a la red de transmisión⁸. El plazo de vigencia de la tarifa de adjudicación es de 20 años y queda establecido en las bases de la subasta.

Para participar 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 Osinergrmin 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 de RER adjudicado. Se renueva cada 180 días calendario hasta la puesta en operación comercial de la central de generación de RER.

2.2 Subastas RER off-grid

Las subastas RER *Off-Grid* se realizan para el suministro de energía a áreas no conectadas a la red⁹ (Instalaciones RER Autónomas¹⁰) 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 de RER autónomas requeridas y los respectivos objetivos porcentuales de cobertura prevista para cada área.

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 de RER autónomas, lo que incluye: remuneración garantizada, costos de comercialización del distribuidor y costos de administración de Fideicomiso (ver **gráfico 3-3**).

3.3. RESULTADOS DE LAS SUBASTAS RER

3.1. 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 un proceso de subasta RER *Off-Grid* para áreas no conectadas a la red. La primera subasta tuvo dos convocatorias con requerimientos de energía diferentes. En el **cuadro 3-2** se muestran los requerimientos de energía 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 Osinergrmin para cada tipo de tecnología también han mostrado variaciones importantes en las subastas, tal y como se muestra en el **cuadro 3-3**.

En el **cuadro 3-3** 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, cuyos 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, a partir de la segunda subasta se optó por revelar los precios base, únicamente en caso la subasta resulte desierta y al menos una oferta haya sido descartada por superar el precio máximo.

3.2. 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 3-4** y **gráfico 3-4**). La simplicidad del proceso de las subastas RER ha permitido obtener muy buenos resultados económicos.

Gráfico 3-1
Procedimiento de adjudicación de los RER

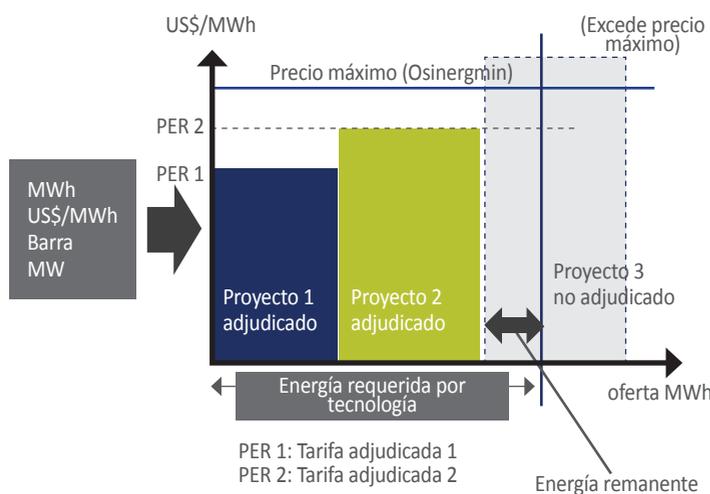


Gráfico 3-2
Esquema de liquidación de ingresos

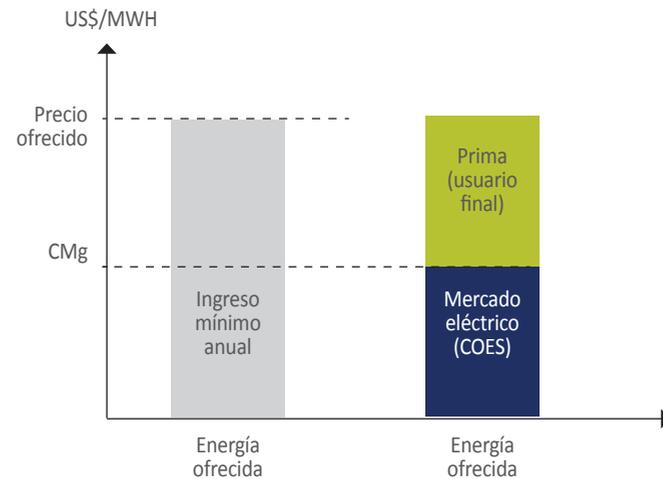
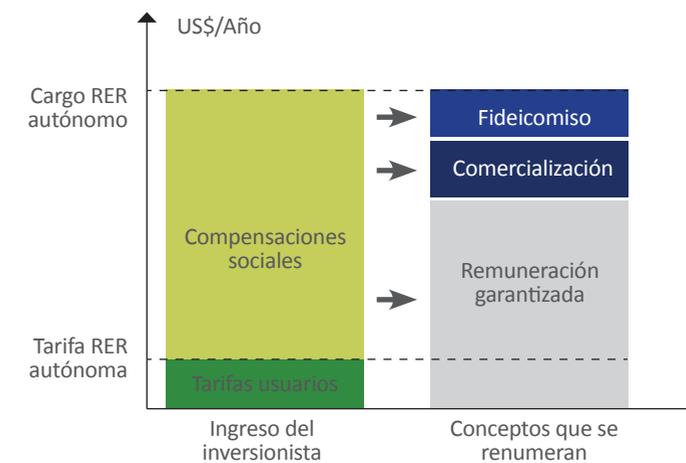


Gráfico 3-3
Liquidación de ingresos off-grid



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 Osinergrmin. Elaboración: Osinergrmin.

Cuadro 3-2
Requerimiento en Energía

Subasta		GWh/año				
		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 3-3
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

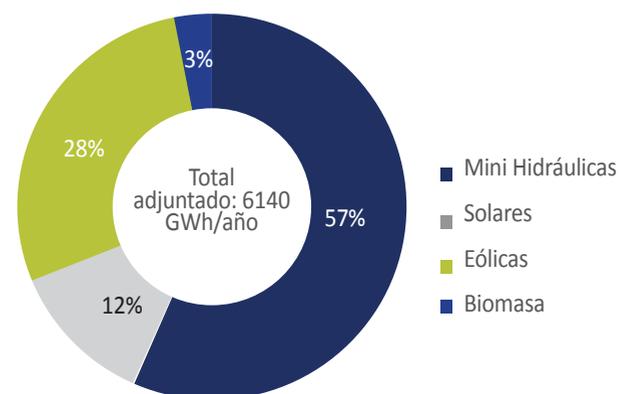
Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: Osinermin.

Cuadro 3-4
Evolución de precios máximos (US\$/MWh)

Tecnología	Total proyectos	Capacidad MW	Inversión MM US\$*
Mini 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.

Gráfico 3-4
Energía RER adjudicada en las cuatro subastas RER, según tecnología, 2008-2015



Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: Osinermin.

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 solar y seis pequeñas hidroeléctricas). Estos proyectos aportarán al SEIN 1740 GWh de energía al año. En la subasta se logró adjudicar el 99% de la energía requerida.

Actualmente, como resultado de las subastas RER realizadas, el Perú tiene en operación comercial en el SEIN 32 centrales de RER que incluyen 18 centrales hidráulicas, dos centrales de biogás (Huaycoloro de 3.4 MW y La Gringa de 3.2 MW), cinco centrales solares (96 MW), cuatro parques eólicos (239 MW), y una planta de biomasa (23 MW). Además, hay otras dos centrales de RER que no perciben ingresos por la Prima de RER: la Central de Biomasa Maple Etanol y la Central Hidroeléctrica Pías (ver **mapa 3-1**).

Se estima que las centrales con energías renovables alcancen (incluyendo a las hidroeléctricas) una capacidad de 6338 MW en 2018, lo que representa un incremento de 125% en la potencia con respecto a 2008. Se trata del mayor crecimiento con energías renovables en la historia de la electricidad en el Perú en tan solo una década. Parte de esta capacidad ya se ha puesto en operación,

restando algunas que culminarán su construcción en el periodo 2017-2018.

3.3. 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

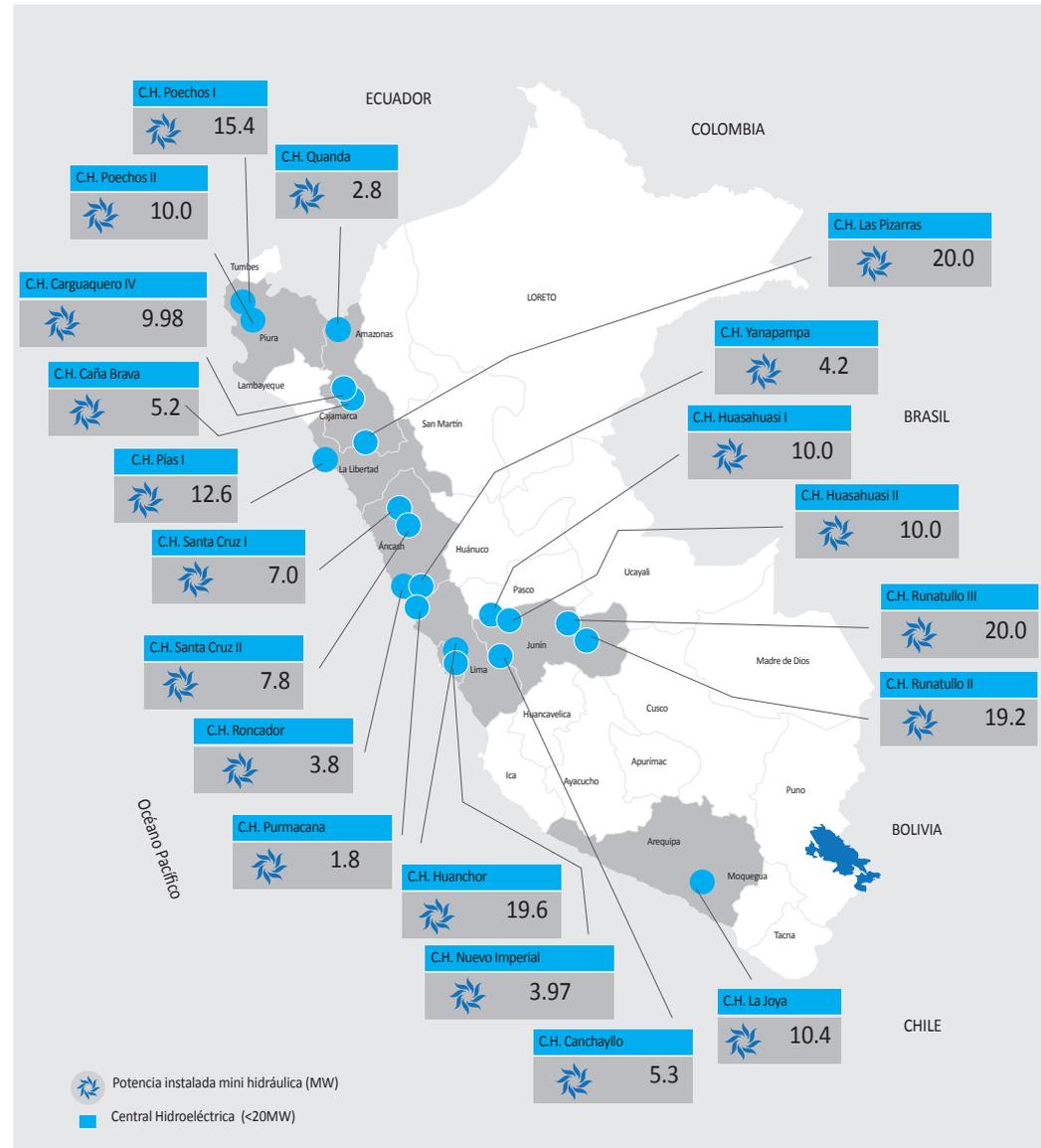
contar con energéticos competitivos a la luz de la experiencia previa en otros países. Para el caso peruano, cuyos precios monómicos¹¹ a nivel de generación están entre 50-55 US\$/MWh, es aún más crítico si se desea conservar la competitividad de la industria eléctrica y cumplir con los objetivos ambientales. Los resultados de las cuatro subastas se pueden resumir en el **gráfico 3-5**.

Cuadro 3-5
Características técnicas y económicas de los proyectos RER adjudicados

Tecnología	Proyecto	Potencia central (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Fecha subasta	Inversión estimada (MM USD)
Biomasa	Paramonga	23.0	52.00	2009	31.0
	Huaycoloro	4.4	110.00	2009	10.5
	La Gringa V	2.0	99.90	2011	5.6
	El Callao	2.0	77.00	2016	-
	Huaycoloro II	2.0	77.00	2016	-
Eólica	Marcona	32.0	65.50	2009	43.6
	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	-
Solar	Panamericana	20.0	215.00	2009	94.6
	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	-
Mini Hidro	Intipampa	40.0	48.50	2016	-
	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	~220.68	2016	-
Total	64	1273.96			1956.6

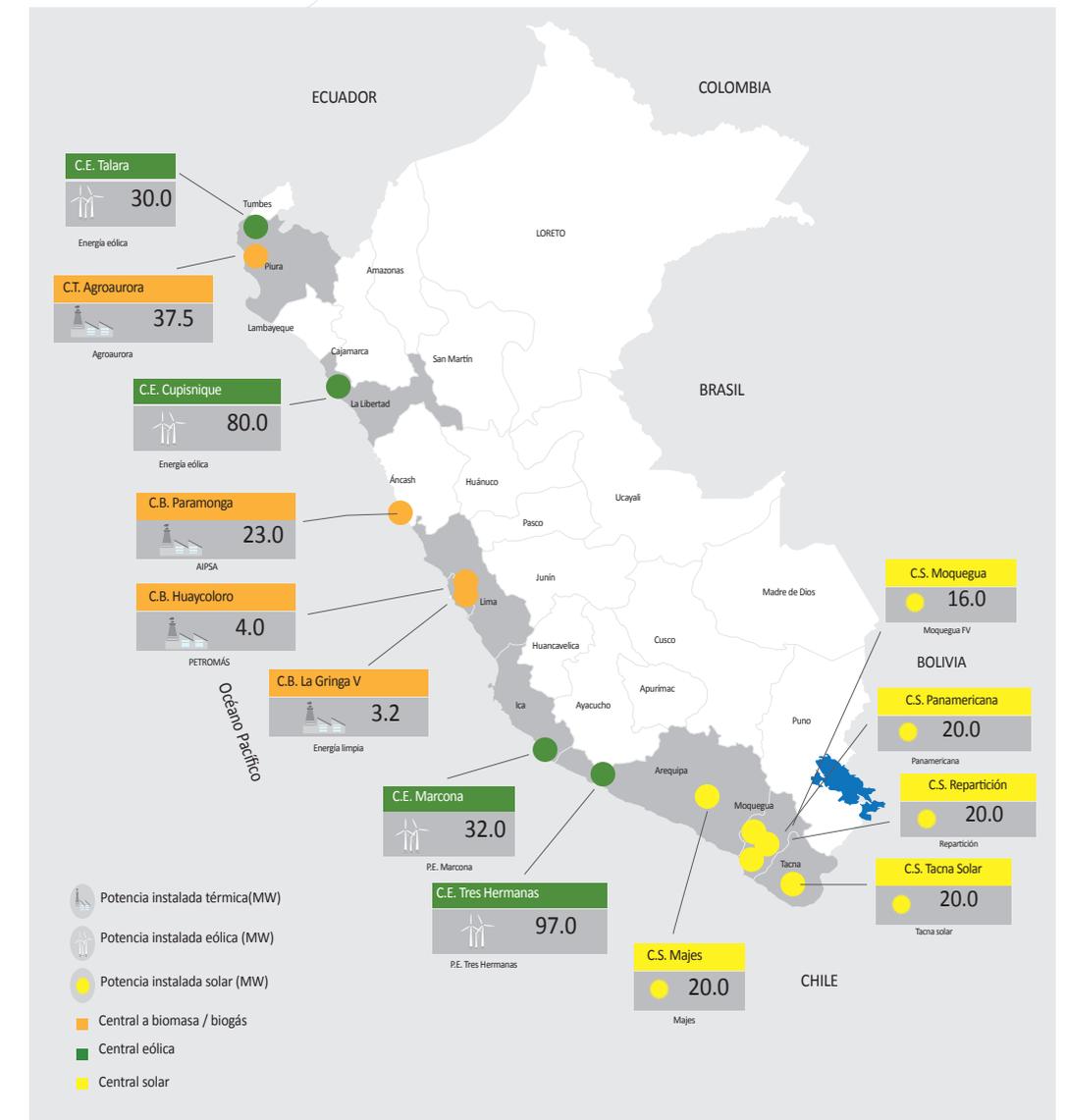
Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: Osinermin.

Mapa 3-1A
Proyectos RER convencionales en el Perú, 2015



Fuente y elaboración: MEM.

Mapa 3-1B
Proyectos RER no convencionales en el Perú, 2015

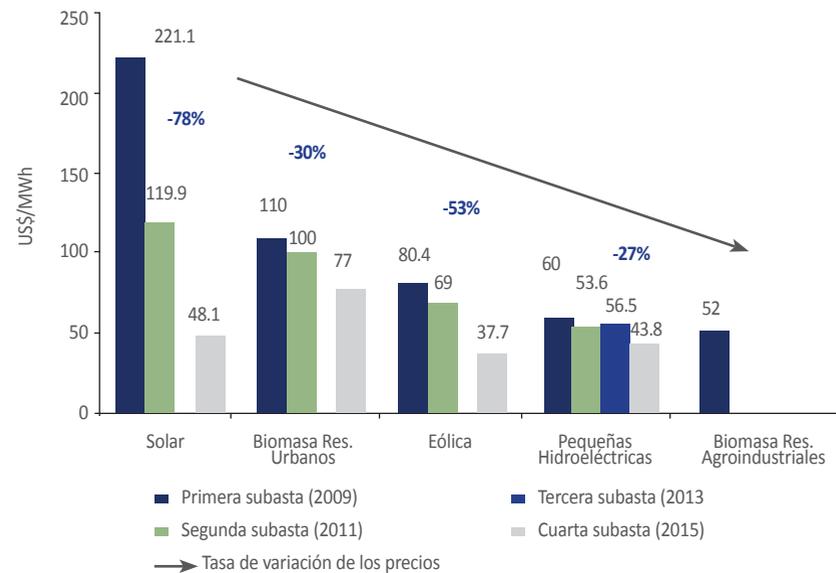


Fuente y elaboración: MEM.



Foto: Paneles Solares. Fuente: Shutterstock.

Gráfico 3-5
Precios promedio de los proyectos adjudicados



Fuente y elaboración: Osinergmin.

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 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 las subastas y 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 de mercado competitiva.

3.4. Resultados de las subastas RER Off-Grid

En el marco de 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 e 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 adjudicó 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.

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 (cubre la inversión, costos de operación y mantenimiento por un periodo de 15 años en las zonas rurales del Perú).

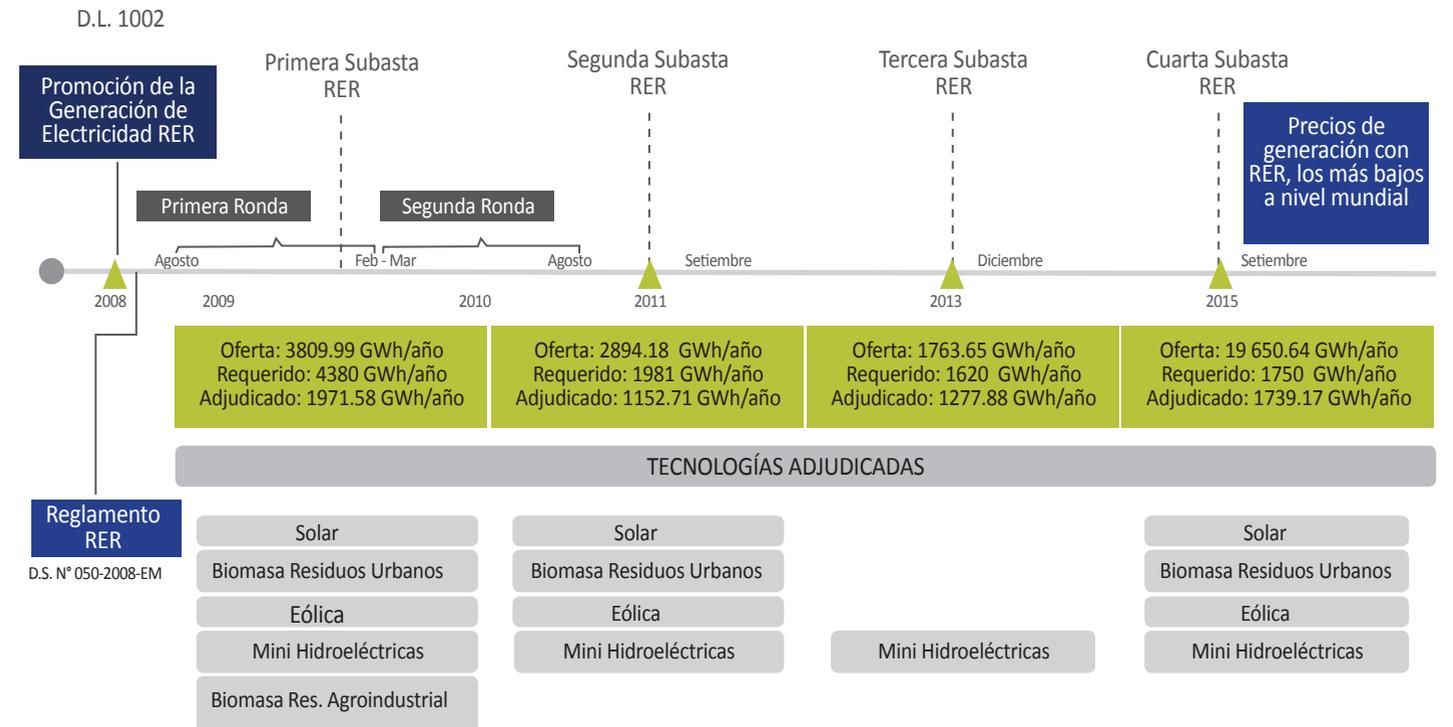
3.4. EVOLUCIÓN DE LOS RER EN LA MATRIZ ENERGÉTICA

El Perú ha sido tradicionalmente un país hidroeléctrico. Hasta 2002, esta fuente representaba el 85% del total de energía eléctrica generada en el país. Sin embargo, con el desarrollo de Camisea este porcentaje ha

ido disminuyendo hasta representar, en 2016, el 46% de la matriz energética.

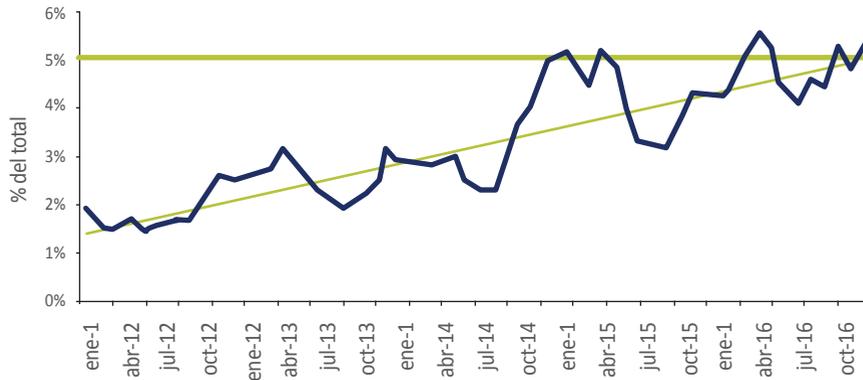
En 2008, año en que se inicia la promoción de las energías renovables no convencionales, la producción de energía con RER representaba menos del 0.01% del total de la energía producida del SEIN (ver gráfico 3-7). Sin embargo, debido a la adjudicación de nuevos proyectos de RER, este porcentaje se ha incrementado desde entonces hasta alcanzar, en diciembre de 2016, el 5.3% del total de la energía eléctrica producida. Esta evolución puede apreciarse en el gráfico 3-6.

Ilustración 3-4
Línea de tiempo de los procesos de subasta RER



Fuente: MEM y Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Gráfico 3-6
Evolución de la producción de energía con RER
(% del total)



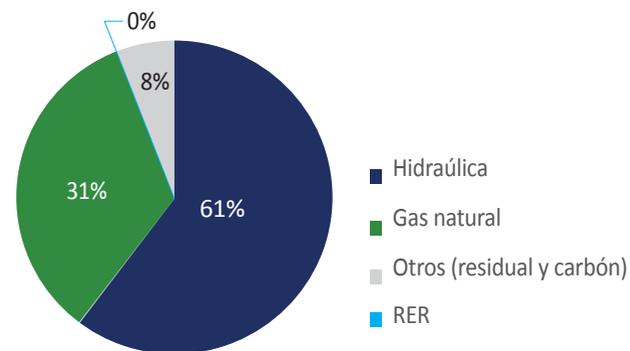
Fuente: MEM y Osinergrmin. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

La producción total eléctrica del SEIN en 2016 fue 48 326 GWh, de los cuales el 46.3% corresponde a centrales de gas natural, el 45.8% a centrales hidráulicas y el 4.7% a las centrales de RER. Del total de producción de RER, la energía eólica y solar tuvieron la mayor participación, con el 2.2% y 1.8%, respectivamente. Ver más detalles en los **gráficos 3-7 y 3-8**.

3.5. CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RER

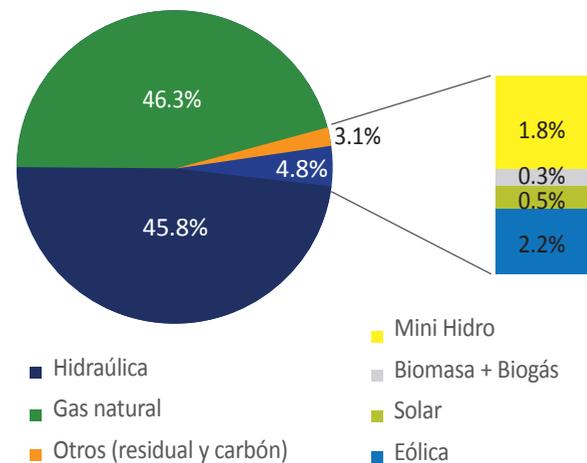
En esta sección se describen las características de las principales centrales de generación con RER en operación en el país. La información recopilada se basa en el libro **Centrales de generación eléctrica con recursos energéticos renovables**, publicado por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergrmin en 2016.

Gráfico 3-7
Producción de energía eléctrica SEIN,
según tipo de generación
Total generación eléctrica (2008): 29 559 GWh



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Gráfico 3-8
Producción de energía eléctrica SEIN,
según tipo de generación
Total generación eléctrica (2016): 48 326 GWh



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

3.6. CONCLUSIONES

La diversificación de la matriz energética, mediante la 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 alejadas.

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 las últimas licitaciones realizadas en Chile y México para energías renovables en agosto y setiembre de 2016, respectivamente, muestran que una opción para lograr subastas más competitivas es realizar grandes rondas de subastas en lugar de diferentes subastas en distintos momentos. Esto fomentaría una mayor competencia e interés internacional. Asimismo, el diseño de las futuras subastas en el Perú podría considerar la posibilidad de licitar por franjas horarias con el objeto de aprovechar las ventajas particulares de cada tecnología. De esta manera, en lugar de establecer una cuota para cada tecnología, se podría establecer una cuota general para todas las fuentes de RER a fin de obtener precios más bajos y competitivos. En el **capítulo 9** de este libro se explica en mayor detalle los desafíos y perspectivas a futuro que enfrentará el sector eléctrico en el ámbito de energías renovables.

Puesto que la promoción de las energías renovables debe complementarse con el uso de sistemas de transmisión y distribución de energía más eficientes, en el siguiente capítulo se analizará las características técnicas y económicas de la implementación de las redes inteligentes o *smart grids* en el sistema eléctrico peruano, las cuales son importantes para brindar una oferta de energía más confiable, limpia y con mayor eficiencia energética.



Foto: Aerogeneradores Eólica. Fuente: Shutterstock.

CENTRALES SOLARES

CENTRAL MAJES SOLAR 20T (20MW)

- **Ubicación:** Arequipa – Caylloma - Majes
- **Empresa:** Grupo T Solar Global S.A.
- **Inversión:** US\$ 73.6 millones
- **Tarifa de adjudicación:** 22.25 ctvs US\$/kWh
- **Fecha POC:** 31/10/2012

1. La central tiene una producción anual aproximada de 38 GWh. Está constituida por 55 704 módulos fotovoltaicos (FV) y 16 centros de transformación. Asimismo incluye una subestación y línea de transmisión de 138 kV que se conecta al SEIN.

CENTRAL PANAMERICANA SOLAR (20MW)

- **Ubicación:** Moquegua
- **Empresa:** Panamericana Solar S.A.C.
- **Inversión:** US\$ 94.6 millones
- **Tarifa de adjudicación:** 21.5 ctvs US\$/kWh
- **Fecha POC:** 31/12/2012

2. Tiene una producción anual de 51 GWh. Está constituida por 72 000 módulos FV, equipada con 174 sistemas de seguimiento solar y 16 centros de transformación. Asimismo incluye una subestación y línea de transmisión en 138 kV conectada al SEIN.

CENTRAL SOLAR MOQUEGUA FV (16MW)

- **Ubicación:** Moquegua - Toquepala
- **Empresa:** Solar Moquegua FV.
- **Inversión:** US\$ 43 millones
- **Tarifa de adjudicación:** 11.99 ctvs US\$/kWh
- **Fecha POC:** 31/12/2014

3. Tiene una producción anual de 43 GWh. Está constituida por módulos FV de 280 W pico c/u y consta de 16 centros de transformación.

CENTRAL REPARTICIÓN 20T (20MW)

- **Ubicación:** Arequipa - Caylloma - La Joya
- **Empresa:** Grupo T Solar Global S.A.
- **Inversión:** US\$ 73.5 millones
- **Tarifa de adjudicación:** 22.3 ctvs US\$/kWh
- **Fecha POC:** 31/10/2012

4. La central tiene una producción anual estimada de 37 GWh. Está constituida por 55 704 módulos fotovoltaicos y 16 centros de transformación. También incluye una subestación y línea de transmisión de 138 kV que se conecta al SEIN.

CENTRAL TACNA SOLAR (20MW)

- **Ubicación:** Tacna
- **Empresa:** Tacna Solar S.A.C.
- **Inversión:** US\$ 94.6 millones
- **Tarifa de adjudicación:** 22.5 ctvs US\$/kWh
- **Fecha POC:** 31/10/2012

5. Tiene una producción anual de 47 GWh. Está constituida por 74 988 módulos FV, equipada con 182 sistemas de seguimiento solar y 16 centros de transformación. Además incluye una subestación y línea de transmisión en 66 KV conectada al SEIN.

Fuente: Shutterstock.

CENTRALES DE BIOMASA

CENTRAL DE HUAYCOLORO (3.41MW)

- **Ubicación:** Lima - Huarochiri
- **Empresa:** Petramás S.A.C.
- **Inversión:** US\$ 10.5 millones
- **Tarifa de adjudicación:** 11 CTVS. us\$/kWh
- **Fecha POC:** 12/11/2011

1. Tiene una producción anual aproximada de 28 GWh. Está constituida por 250 pozos de captación de biogás, un gasoducto de más de 15 km y una moderna estación de succión y quemado automatizado. Tiene una subestación que se interconecta al SEIN mediante una red de sub transmisión de 5.95 km. Su fuente de energía proviene de las plataformas del relleno sanitario Huaycoloro.

CENTRAL LA GRINGA V (3.2MW)

- **Ubicación:** Lima - Huarochiri
- **Empresa:** Consorcio Energía Limpia S.A.C./ Petramás S.A.C.
- **Inversión:** US\$ 5.1 millones
- **Tarifa de adjudicación:** 9.999 ctvs US\$/kWh
- **Fecha POC:** 31/08/2015

2. Tiene una producción anual estimada de 14 GWh. Está constituida por 250 pozos de captación de biogás y un gasoducto de más de 15 km. Tiene instalada una subestación que se conecta al SEIN mediante una red de sub transmisión de 5.95 km.

CENTRAL PARAMONGA (23MW)

- **Ubicación:** Lima – Paramonga
- **Empresa:** Agro Industrial Paramonga S.A.A.
- **Tarifa de adjudicación:** 5.2 ctvs US\$/kWh
- **Fecha POC:** 31/03/2010

3. Es una central de cogeneración que utiliza el bagazo de caña de azúcar como fuente de energía para la producción de electricidad. Tiene una producción anual aproximada de 115 GWh. Esta central estuvo en operación antes de la adjudicación de la primera subasta RER.

CENTRAL MAPLE ETANOL (37.52MW)

- **Ubicación:** Piura - Paita
- **Empresa:** Maple Etanol S.R.L.
- **Inversión:** US\$ 25 millones
- **Fecha POC:** 17/08/2012

4. Es una central de cogeneración que utiliza el bagazo de caña de azúcar como fuente de energía. Se ubica dentro de la Planta de Producción de Etanol. La central se conecta al SEIN por medio de la subestación Piura Oeste.

Fuente: Shutterstock.

CENTRALES EÓLICAS

CENTRAL EOLICA MARCONA (32MW)

Ubicación: Ica – Nazca – Marcona
Empresa: Parque Eólico Marcona S.C.R.L.
Inversión: US\$ 61.1 millones
Tarifa de adjudicación: 6.552 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 25/04/2014

Tiene una producción anual de 148 GWh. Consta de 11 aerogeneradores Siemens, ocho de 3.15 MW y tres de 2.3 MW. Esta central incluye una subestación de despacho y la línea de transmisión 220 kV que se conecta al SEIN en la S.E. Marcona 220 kV.

1.

CENTRAL EÓLICA TALARA (30.86MW)

Ubicación: Piura - Talara
Empresa: Energía Eólica S.A.C.
Inversión: US\$ 101 millones
Tarifa de adjudicación: 8.7 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 30/08/2014

Tiene una producción anual de 120 GWh. Consta de 17 aerogeneradores marca Vestas de 1.8 MW cada uno. Esta central incluye una subestación y línea de transmisión 220 kV, de 0.37 km de longitud que se interconecta al SEIN en la S.E. Pariñas (Talara).

2.

CENTRAL EÓLICA TRES HERMANAS (97.15MW)

Ubicación: La Libertad - Pacasmayo
Empresa: Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.
Inversión: US\$ 185.7 millones
Tarifa de adjudicación: 8.9 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 11/03/2016

Tiene una producción anual de 415.760 GWh. Consta de 33 aerogeneradores que se disponen en siete circuitos independientes, agrupados en unas barras colectoras de media tensión. Los circuitos eléctricos de media tensión del parque eólico se proyectan en 34.5 kV y conectan directamente los transformadores de cada aerogenerador con el nuevo embarrado de 34.5 kV de la S.E. Tres Hermanas 220/34.5/20 kV.

4.

CENTRAL EÓLICA CUPISNIQUE (83.15MW)

Ubicación: La Libertad - Pacasmayo
Empresa: Energía Eólica S.A.C.
Inversión: US\$ 242 millones
Tarifa de adjudicación: 8.5 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 30/08/2014

Tiene una producción anual de 303GWh. Consta de 45 aerogeneradores marca Vestas, de 1.8 MW cada uno. El proyecto incluye una subestación y línea de transmisión de 200 kV, de 27.87 km que se conecta al SEIN en la S.E. Guadalupe 220 kV.

3.

Fuente: Shutterstock.

CENTRALES MINIHIDROELÉCTRICAS



CENTRAL H. RUNATULLO III (20MW)

Ubicación: Junín - Concepción
Empresa: Generación Eléctrica Junín
Inversión: US\$ 31.1 millones
Tarifa de adjudicación: 5.645 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 22/11/2014

Tiene una producción anual aproximada de 120 GWh. Tiene una potencia instalada de 20MW, la cual es de tipo embalse y consta de dos turbinas Pelton y dos generadores eléctricos. La entrega de energía es mediante la L.T. 60 kV Runatullo III – S.E. Concepción.

CENTRAL H. RUCUY (20MW)

Ubicación: Lima - Huaral
Empresa: Generación Eléctrica Río Baños S.A.C.
Inversión: US\$ 42 millones
Tarifa de adjudicación: 4 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 09/08/2016

Tiene una producción anual estimada de 110 GWh. La central aprovecha las aguas del río Chancay, consta de dos turbinas Pelton y dos generadores. Comparte con la C.H. Chancay la misma estructura hidráulica.

CENTRAL H. RUNATULLO II (19.1MW)

Ubicación: Junín - Concepción
Empresa: Generación Eléctrica Junín
Inversión: US\$ 35.6 millones
Tarifa de adjudicación: 5.559 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 24/12/2014

Tiene una producción anual de 80 GWh. Su fuente de energía proviene del río Runatullo que tiene un caudal de 7 m³/s. También tiene dos turbinas Pelton.

Fuente: Shutterstock.

CENTRALES MINIHIDROELECTRICAS

CENTRAL H. CHANCAY (19.2MW)



Ubicación: Lima - Huaral
Empresa: Sindicato Energético S.A.
Inversión: US\$ 49.1 millones
Tarifa de adjudicación: 5.85 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 04/08/2016

Tiene una producción anual aproximada de 146 GWh. Utiliza como fuente de energía el río Chancay que tiene un caudal de 3.6 m³/s. La central tiene dos turbinas Pelton y dos generadores. Inyecta su energía mediante de la L.T. 60 kV C.H. Chancay – S.E. Huaral.

CENTRAL H. LAS PIZARRAS (18MW)



Ubicación: Cajamarca – Santa Cruz
Empresa: Eléctrica Río Doble S.A.
Inversión: 39.6 millones
Tarifa de adjudicación: 6.4 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 30/04/2013

Tiene una producción anual aproximada de 85 GWh. Su fuente de energía es el río Chancay con un caudal de 22.1 m³/s con un salto de 95.67 m.

CENTRAL H. CARHUAQUERO (10MW)



Ubicación: Cajamarca
Empresa: Duke Energy Egenor
Inversión: US\$ 20.3 millones
Tarifa de adjudicación: 7 ctvs US\$/kWh
Fecha POC: 22/05/2008

La central emplea parte de la infraestructura de la C.H. Carhuaquero (90 MW). Aprovecha la afluencia de los ríos Chancay y Cirato. Tiene una producción anual aproximada de 66.5 GWh.



04 | DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LOS RER

LAS REDES INTELIGENTES EN EL PERÚ



Foto: Paneles Solares y Aerogeneradores Eólica. Fuente: Shutterstock.

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LOS RER

Las redes inteligentes en el Perú

La introducción de la tecnología de recursos energéticos renovables no se limita a la construcción de grandes plantas de generación. Su expansión debe ser complementada con el uso de sistemas de transmisión y distribución de energía más eficientes, que en conjunto permitan mitigar en mayor cuantía la emisión de gases de efecto invernadero y contrarrestar los efectos del cambio climático.



Foto: Paneles Solares y Aerogeneradores Eólica. Fuente: Shutterstock.

CAPITULO-04

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LOS RER

Las redes inteligentes en el Perú

Los sistemas eléctricos de muchos países de la región se componen de un conjunto de centrales de generación, una red de transmisión de alta tensión y un sistema de distribución local que abastece a clientes industriales y residenciales. Esta infraestructura es vulnerable a varias amenazas a la confiabilidad del sistema, como cortes de electricidad o pérdidas no anticipadas de componentes, las cuales son controladas en la actualidad con sistemas tradicionales (reserva de capacidad y equipos de protección y racionamiento). Frente a esta situación, la introducción de las *smart grids* (redes inteligentes, en español) aparece como alternativa interesante.

4.1. ANTECEDENTES¹

Dada la preocupación mundial por las emisiones de carbono provocadas por el sector eléctrico, la promoción de la generación de energía con recursos renovables intermitentes y el desarrollo de vehículos eléctricos que se puedan integrar, hacen necesaria una infraestructura de red inteligente, pues de lo contrario la confiabilidad del sistema eléctrico estaría más expuesta a los riesgos existentes.

En Perú existe una iniciativa por parte del gobierno para fomentar la introducción de *smart grids* en el sistema eléctrico nacional, por lo que es necesario analizar sus alcances a futuro. Así, en setiembre de 2010 se presentó el Proyecto de Ley N° 4335, en el que se proponía promover el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes en el país, con el objetivo de lograr una mayor eficiencia del sistema eléctrico, mejorar el monitoreo y el control del consumo eficiente de electricidad, y contribuir a un mayor uso de

energías renovables y generación distribuida, proporcionando un beneficio mayor que los costos correspondientes. Según información del Congreso de la República, este proyecto de ley se encuentra en la Comisión de Energía y Minas desde la fecha en la que se presentó.

La introducción de *smart grids* en el sistema eléctrico peruano por medio de la ejecución de proyectos de redes eléctricas inteligentes (REI) ayudará a tener control sobre la generación distribuida producida y así lograr mitigar su impacto en las redes de distribución. Para apoyar la implementación de las redes eléctricas inteligentes, se requiere desarrollar el marco legal que lo soporte.

En este contexto, en la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 se establecen medidas para la promoción de la generación distribuida y cogeneración eficientes, según las siguientes disposiciones:



La introducción de *smart grids* en el sistema eléctrico peruano ayudará al control de la generación distribuida para poder así mitigar su impacto en las redes de distribución.





Foto: Energía Eólica, Perú. Fuente: Osinergmin.

i) la venta de sus excedentes no contratados de energía al mercado de corto plazo, asignados a los generadores de mayor transferencia en dicho mercado, y ii) el uso de las redes de distribución, pagando únicamente el costo incremental incurrido por el distribuidor.

La disponibilidad de combustibles fósiles es un factor determinante que condiciona el desarrollo económico global. Sin embargo, a ello se suman los problemas ambientales y la urgencia de atenderlos mediante nuevas alternativas, como las energías renovables. En este contexto, mediante el Decreto Legislativo (D.L.) N° 1002 del 2 de mayo de 2008, se declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de la generación de electricidad mediante recursos energéticos renovables

(RER). En esta norma se definen como RER a las energías renovables no convencionales tales como biomasa, eólica, solar, geotermia, mareomotriz y a las centrales hidroeléctricas que tengan un tamaño menor o igual a 20 MW (centrales hidroeléctricas RER). En el artículo 6 se señala que los generadores con RER que tengan características de cogeneración o generación distribuida pagarán por el uso de redes de distribución, conforme lo señala el inciso b) de la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

Por otro lado, mediante el D.L. N° 1221, publicado el 24 de setiembre de 2015, se modificaron diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) con el objetivo de garantizar la ampliación efectiva de la frontera

eléctrica en el ámbito nacional, y el suministro de energía eléctrica con estándares de calidad y seguridad, manteniendo la sostenibilidad del mercado eléctrico. Al respecto, el artículo 1 del D.L. N° 1221 señala las modificaciones a los artículos, entre los que cabe destacar la modificación realizada al artículo 64 de la LCE, en donde en adición al Valor Agregado de Distribución (VAD) se incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales que tengan como objetivo el desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética. Estos deberán ser propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

Así, mediante el Decreto Supremo (D.S.) N° 018-2016-EM, publicado el 24 de julio de 2016, se establecen las disposiciones reglamentarias correspondientes para la adecuación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado por el DS N° 009-93-EM, con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 1 del D.L. N° 1221. En el artículo 2 del DS N° 018-2016-EM se incorpora el artículo 144-A al RLCE, en el cual se indica que los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética (PITEC), a los que hace referencia el artículo 64 de la LCE, tendrán las siguientes especificaciones.

En primer lugar, en cada fijación tarifaria del VAD, las empresas distribuidoras podrán presentar los Pitec para ser aprobados por Osinergmin, siempre que justifiquen los beneficios que generarán a los usuarios para su incorporación en el VAD. En segundo lugar, Osinergmin será el encargado de establecer en los términos de referencia del VAD, los procedimientos y los criterios técnicos y económicos para la aprobación de los Pitec,

El D.L. N° 1221 modificó el artículo 64 de la LCE, incorporando un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución. Este cargo será incorporado en cada fijación tarifaria y tendrá como límite máximo el 1% de los ingresos registrados de cada empresa distribuidora.

así como los mecanismos de control y demás aspectos necesarios para la implementación de los PITEC dentro del periodo regulatorio. En tercer lugar, el VAD comprenderá un cargo adicional, por unidad de potencia suministrada, para la ejecución de los PITEC, que cubrirá los costos de inversión a la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE; los costos de operación, mantenimiento y de ser el caso, los costos de inversión remanentes de instalaciones existentes. Cabe indicar que este cargo será incorporado en cada fijación tarifaria del VAD y tendrá como límite máximo el 1 % de los ingresos registrados de cada empresa distribuidora en el año anterior a la fijación tarifaria. Los costos serán distribuidos y recaudados en el periodo de fijación tarifaria. Finalmente, Osinergmin revisará la ejecución de los Pitec y, de ser necesario, establecerá en la siguiente fijación del VAD el monto que las empresas distribuidoras deberán descontar, actualizado con la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE.

Además, el D.L. N° 1221, en su segundo artículo hace referencia a la generación distribuida. Indica que los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho no solo a disponer de ellos para su propio consumo, sino que también pueden inyectar sus

excedentes al sistema de distribución. Esto sujeto a la condición de que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual se está conectando.

Asimismo, mediante el D.S. N° 064-2010-EM, publicado el 24 de noviembre de 2010, se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 en la cual se establece, como primer objetivo, contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética. Para ello, se establece como un lineamiento de política promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales, así como la generación distribuida.

A su vez, existe una iniciativa por parte del gobierno peruano para fomentar la generación distribuida en el sistema eléctrico nacional. En julio de 2011 se presentó el Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida con los objetivos de promover la eficiencia energética, diversificar la oferta de generación, proveer un suministro confiable y oportuno y reducir las pérdidas de energía por transmisión. Finalmente, mediante el D.S. N° 064-2005-EM, publicado el 29 de diciembre de 2005, se aprobó el Reglamento de Cogeneración, con el objetivo de promover el desarrollo de una tecnología que mejore la eficiencia energética y reduzca el consumo de combustibles

mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor útil. Dicho Reglamento fue sustituido posteriormente por el D.S. N° 037-2006-EM, publicado el 7 de julio de 2006, con el objetivo de definir los criterios a considerar en la cogeneración, así como establecer los requisitos y condiciones para que las centrales de cogeneración participen en el mercado eléctrico peruano. Una vez revisados los antecedentes con respecto a las *smart grids* y la generación distribuida para el caso peruano, en la siguiente sección se presentan las definiciones de *smart grids*, generación distribuida y cogeneración.

4.2. DEFINICIÓN

De acuerdo con Clastres (2011), existen diferentes enfoques para definir una *smart grid*. El que usa Europa indica que es una red eléctrica que integra inteligentemente el comportamiento y acciones de todos los agentes (generadores y consumidores) con la finalidad de brindar energía eléctrica de forma sostenible, segura y económica. El de Estados Unidos indica que una *smart grid* debe tener i) mejora inmediata por disturbios en el suministro, permitiendo la participación

El término *smart grid* agrupa diversos tipos de tecnología, tanto en el segmento *upstream* como en el segmento *downstream*. Por tanto, se puede referir, por ejemplo, a medidores inteligentes que calculan la producción, el consumo y las tarifas en tiempo real, o a instrumentos de comunicación que transmiten información del estado de la red eléctrica en tiempo real.

RECUADRO 4-1

Aspectos tecnológicos de las smart grids

Para la implementación de *smart grids* en un sistema eléctrico se necesitan ciertos componentes:

- **Medidores inteligentes e infraestructura de comunicación:** una *smart grid* utiliza técnicas de medición basadas en tecnología electrónica digital avanzada. En este sentido, se prevé el reemplazo de transductores de corriente y transductores de voltaje electromecánicos por unos de tipo óptico o electrónico. La ventaja de usar esta nueva tecnología se basa en una mayor precisión y un menor costo de mantenimiento. Además, implementaría la tecnología *Wide-Area Measurement System (WAMS)*, una red que monitorea y transmite información en tiempo real a una escala regional o nacional.
- **Acciones de control y protección:** son importantes para la operación segura de una red eléctrica. Al respecto, se pueden establecer subestaciones inteligentes que trabajen como una unidad inteligente dentro de un esquema de protección especial para mejorar la confiabilidad del sistema.
- **Sistema de gestión de base de datos:** su finalidad es administrar y compartir la información en las subestaciones y centros de control y transmitirla a la red de comunicación. Asimismo, la visualización de información en tiempo real brinda una mejor figura de la situación de la operación de la red.
- **Interfaces inteligentes:** debido al interés en utilizar recursos renovables, generación distribuida y un adecuado almacenamiento para abastecer la demanda futura, las *smart grids* deben brindar interfaces inteligentes de control para los recursos distribuidos con la finalidad de que puedan ser integrados a la red.

activa de los consumidores en la respuesta de la demanda (*demand response*), con la capacidad de adaptar la operación ante ataques físicos y cibernéticos, brindando energía de calidad para las necesidades actuales; y ii) adaptar todas las opciones de generación y de almacenamiento introduciendo nuevos productos, servicios y mercados, optimizando los activos y operando eficientemente.

El término *smart grid* agrupa diversos tipos de tecnología, tanto en el segmento *upstream* (empresas generadoras) como en el *downstream* (clientes finales). En ese sentido, se puede referir, por ejemplo, a medidores inteligentes que calculan la producción, el consumo y las tarifas en tiempo real, o a instrumentos de comunicación (sensores y redes de comunicación) que transmiten información del estado de la red eléctrica en tiempo real³. De lo anterior se puede deducir que el concepto de *smart grids* no está restringido al segmento de distribución, sino que abarca a todo el sistema interconectado (desde la etapa de generación hasta a los consumidores finales).

En cuanto al concepto de cogeneración, el numeral 4 del artículo 3 de la Resolución N° 244-2016-OS/CD lo define como el “proceso de producción combinada de energía eléctrica y calor útil que forma parte integrante de una actividad productiva, en la cual la energía eléctrica se destina al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico”.

Por otro lado, la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, publicada el 25 de julio de 2006, define generación distribuida como la instalación de generación conectada a las redes de un concesionario de distribución eléctrica. En otras palabras, su aplicación consiste, básicamente, en la generación de electricidad por medio de muchas fuentes cercanas a los puntos de consumo.

La **ilustración 4-1** describe un sistema eléctrico tradicional compuesto, principalmente, por centrales de generación conectadas por redes de alto voltaje con los sistemas de distribución que atienden la demanda de energía residencial, comercial e industrial. En el sistema actual, los flujos de energía ocurren en una sola dirección (usando controles mecánicos).

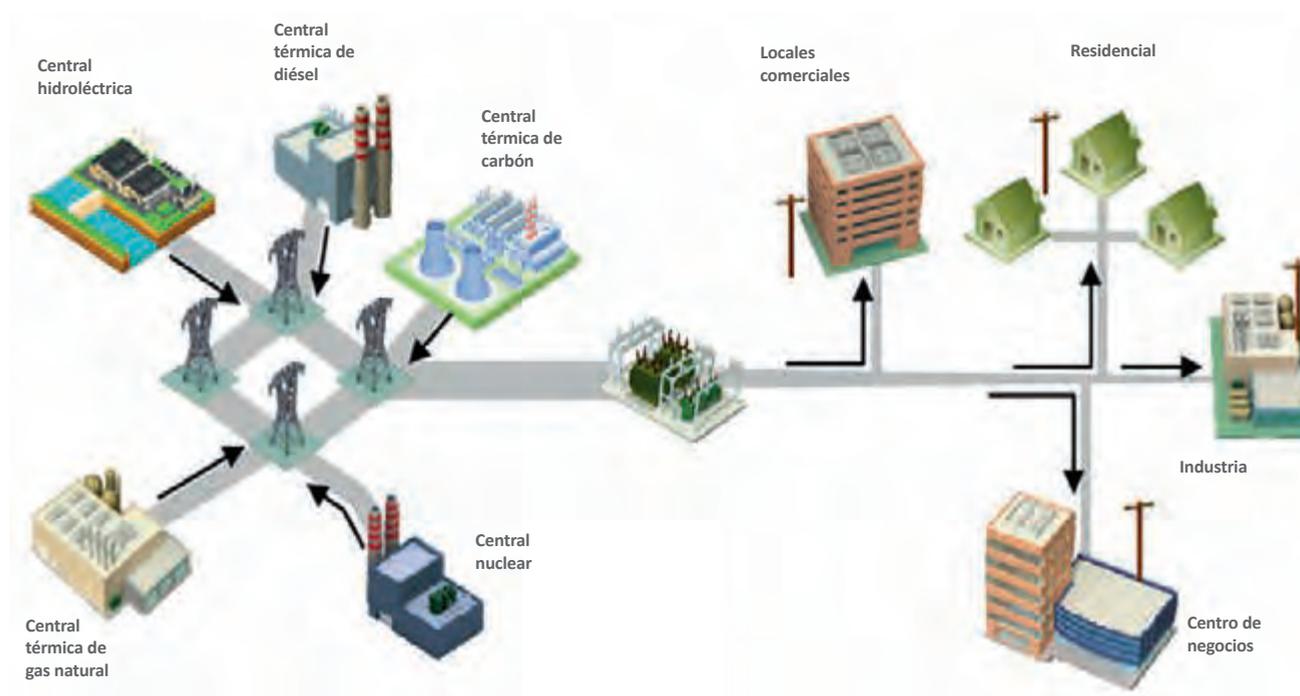
En la **ilustración 4-2a** se muestran los elementos que serían parte de una *smart grid* completa (flujos de energía en ambas direcciones). Este

nuevo esquema aún depende de centrales de generación eléctrica, pero incluye un gran número de instalaciones de almacenamiento de energía y generación en base a energía renovable. Además, la introducción de *smart grids* mejora la capacidad sensorial y de control para promover una participación directa del consumidor en la gestión de la energía.

Es importante mencionar que existen tecnologías que pueden ser implementadas a corto plazo, ya que están comercialmente disponibles, tales como: i) medidores

En el sistema eléctrico actual, los flujos de energía ocurren en una sola dirección (usando controles mecánicos).

Ilustración 4-1
Representación gráfica de un sistema eléctrico tradicional



Fuente y elaboración: EPRI (2011).

inteligentes y redes de comunicación, que permiten una comunicación bilateral entre el proveedor y el cliente; ii) termostatos programables, que cuentan con tecnologías que se modifican automáticamente ante las variaciones de precios de electricidad; y iii) *in-home information display*, que brinda

información al consumidor sobre patrones históricos de consumo y realiza recomendaciones para consumir la electricidad de manera más eficiente.

Por otra parte, existen tecnologías que podrían ser implementadas a largo plazo como: i) una

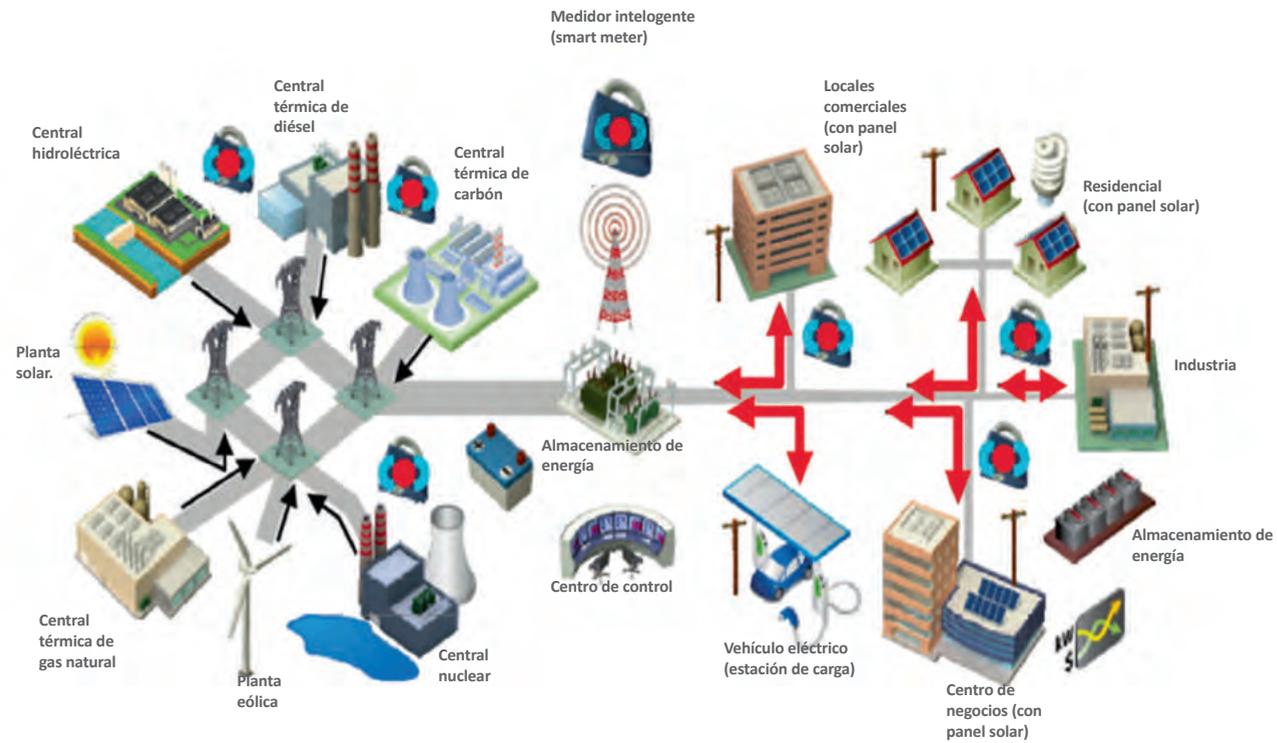
red de distribución inteligente que permita ubicar el lugar donde se interrumpió el servicio eléctrico, brindando una respuesta rápida y reacomodando el flujo de electricidad, además permitiría contar con una red de recursos de generación mejor distribuida, incluyendo recursos

renovables y vehículos eléctricos que vendan energía de vuelta a la red; ii) generación distribuida, mediante la cual los hogares y los negocios pueden generar su propia energía por medio de paneles solares o pequeñas turbinas de viento, esta energía incluso se puede vender a la empresa de distribución

local, en ese sentido, la generación distribuida juega un rol importante en el aspecto ambiental; y iii) tecnologías de almacenamiento, necesarias dada la naturaleza intermitente de las energías renovables.

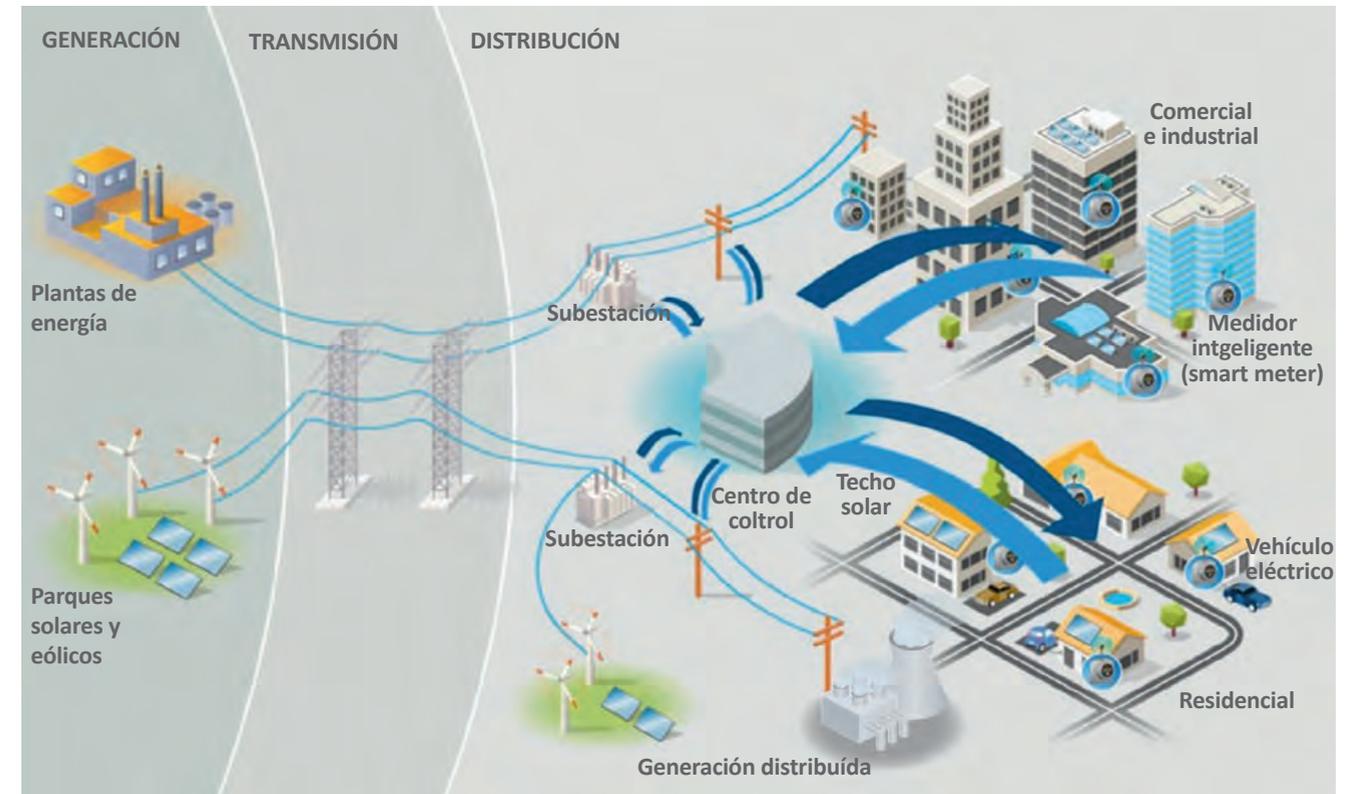
En la **ilustración 4-2b** se muestra la integración de la *smart grid* a la cadena de valor desintegrada verticalmente de la industria eléctrica liberalizada, considerando los subsectores de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Ilustración 4-2a
Representación gráfica de un sistema eléctrico con smart grids



Fuente y elaboración: EPRI (2011).

Ilustración 4-2b
La smart grid dentro de la cadena de valor del sector eléctrico



Fuente y elaboración: Trilliant. Empresa para el desarrollo de plataforma *smart grid* en EE.UU.

4.3. JUSTIFICACIÓN E IMPACTO ESPERADO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SMART GRID

Justificación

Se pueden mencionar cinco puntos que justifican el desarrollo de una *smart grid* en el sistema eléctrico (Clastres, 2011):

- **Calidad y confiabilidad de la energía:** brindaría una oferta de energía más confiable (con menores cortes), más limpia y que se adecua a los cambios en el sistema gracias al uso de la información digital, control automatizado y un sistema autónomo.

- **Eficiencia energética:** es más eficiente porque hace un menor uso de la energía, reduce el pico de demanda, reduce pérdidas de energía y tiene la habilidad de inducir a los clientes finales a mejorar su consumo de energía.
- **Conservación del ambiente:** permite la reducción de los GEI y otros contaminantes de manera directa, disminuyendo el uso de los combustibles fósiles y fomentando la generación de energía mediante recursos renovables; y de manera indirecta, reemplazando vehículos que funcionan con combustibles derivados del petróleo por vehículos eléctricos que se puedan conectar a la red.

- **Aspectos financieros:** se generarían beneficios económicos, pues se reducen enormemente los costos de operación, los consumidores pueden elegir entre diferentes precios y tienen acceso a información sobre la energía que consumen y, finalmente, las empresas mejoran la tecnología de generación, distribución, almacenamiento y coordinación de la energía.

- **Seguridad cibernética:** es el sistema mediante el cual se monitorea continuamente una *smart grid*, para identificar eventos inseguros que puedan influir en su confiabilidad.

Por otro lado, también se pueden mencionar justificaciones para el desarrollo de una *smart grid* desde el punto de vista de cada uno de los agentes involucrados:

- **Consumidores:** se ven beneficiados por la reducción en la duración de los cortes, mejor control sobre sus gastos y el uso optimizado de la energía almacenada.

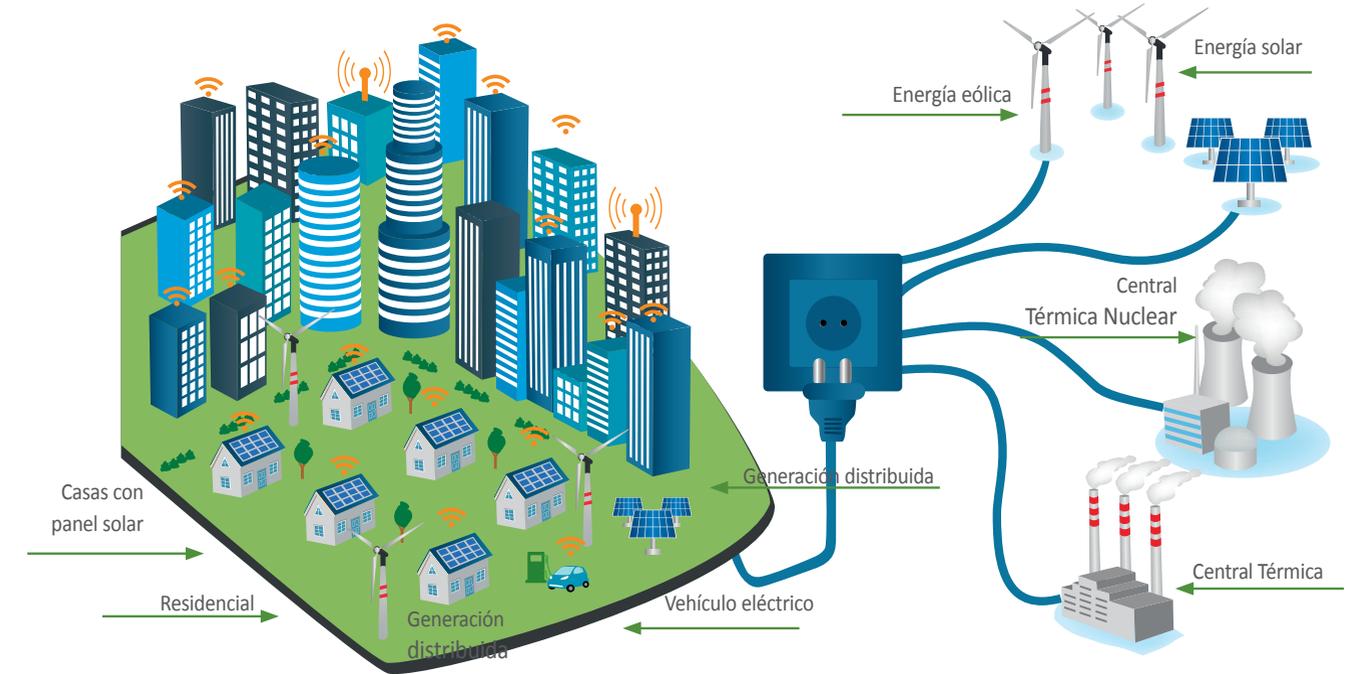
- **Empresas:** pueden brindar mayor confiabilidad en el suministro, especialmente durante situaciones adversas, mientras manejan sus costos de una forma más efectiva a través de una mayor eficiencia energética y un mejor manejo de información sobre la máxima demanda. Por ejemplo, las empresas generadoras pueden tener mayor certeza sobre el comportamiento de la demanda y los distribuidores y comercializadores pueden realizar ofertas competitivas dados los diferentes perfiles de los consumidores finales.

- **Sociedad:** la sociedad se beneficiaría debido a la promoción de energías renovables, a una mayor eficiencia energética (menores picos de demanda y por lo tanto menores costos



Foto: Smart Grid Fuente: Shutterstock.

Ilustración 4-3
Generación distribuida



Fuente y elaboración: Osinergmin.

marginales) y a la introducción de vehículos eléctricos que reducirían los impactos negativos sobre el ambiente.

La instalación de *smart grids* en el sistema eléctrico tendría impactos económicos sobre la eficiencia de la producción y el consumo de energía. Al respecto, se analiza el impacto desde una perspectiva de mercado (oferta y demanda).

Impacto económico por

el lado de la oferta

a. Generación

En esta etapa, las *smart grids* permiten la integración de recursos renovables para la generación de energía en el sistema eléctrico

interconectado, ya que su intermitencia sería manejada mediante el desarrollo de infraestructura de almacenamiento y la conexión de vehículos eléctricos que mejoran el flujo de electricidad en las redes. Al respecto, la producción de energía con recursos renovables se puede manejar de una forma más sencilla, agrupándolos para formar centrales eléctricas virtuales.

El beneficio más importante de la generación de energía con recursos renovables es la disminución de emisiones de CO₂. Al respecto, Hledik (2009) realizó un estudio para calcular la reducción de emisiones al introducir *smart grids* en el sistema eléctrico de Estados Unidos y encontró que i) bajo un escenario conservador la reducción de emisiones de CO₂ sería de 5% en 2030, mientras

que la tasa de crecimiento promedio anual de las emisiones de CO₂ se reduciría de 0.7% a 0.5% hacia dicho año; ii) bajo un escenario expandido, la reducción de emisiones de CO₂ sería de 16% en 2030 (principalmente por el uso de energías renovables en la fase de generación eléctrica) y la tasa de crecimiento promedio anual de las emisiones de CO₂ se reduciría a 0.1%; iii) bajo un escenario conservador, la reducción de emisiones se daría por la menor construcción de plantas de carbón y gas natural, ya que existiría una menor demanda por nueva capacidad.

b. Transmisión y distribución

Las empresas de las etapas de transmisión y distribución incurren en pérdidas de energía cuando llevan la energía producida a los

consumidores finales. En este sentido, las *smart grids* tienen el potencial de reducir estas pérdidas tanto en el segmento de transmisión como en el de distribución. Esta reducción se explicaría gracias a que los sistemas de comunicación incorporados en las *smart grids* permiten monitorear los parámetros de operación de la infraestructura de red a las empresas transmisoras y distribuidoras.

En el caso específico de transmisión, una *smart grid* facilita el control de tensión del sistema para mantener ésta dentro de los límites aceptables y minimizar las pérdidas de energía. De igual manera en la etapa de distribución, se minimizan las pérdidas de energía mediante el control de la tensión en las subestaciones.

Además, una *smart grid* puede reconfigurarse automáticamente para minimizar las pérdidas durante el día, lo que requiere estimaciones del estado de la distribución, sensores y control en tiempo real.

Impacto económico por el lado de la demanda

La asimetría de información genera pérdidas de eficiencia social, entre las cuales destacan la ineficiencia asignativa y la productiva. En el sector eléctrico se generan ineficiencias de estos tipos debido a la limitada capacidad de conocimiento de la demanda de energía por parte de los productores. En la medida en que se corrija la asimetría de información

mediante un sistema que permita mayor disponibilidad, se generarían ganancias de eficiencia asignativa (precios más cercanos al costo marginal) y ganancias de eficiencia productiva (más información que permite una respuesta más rápida del sistema, por lo que se puede satisfacer la demanda de energía con costos más eficientes).

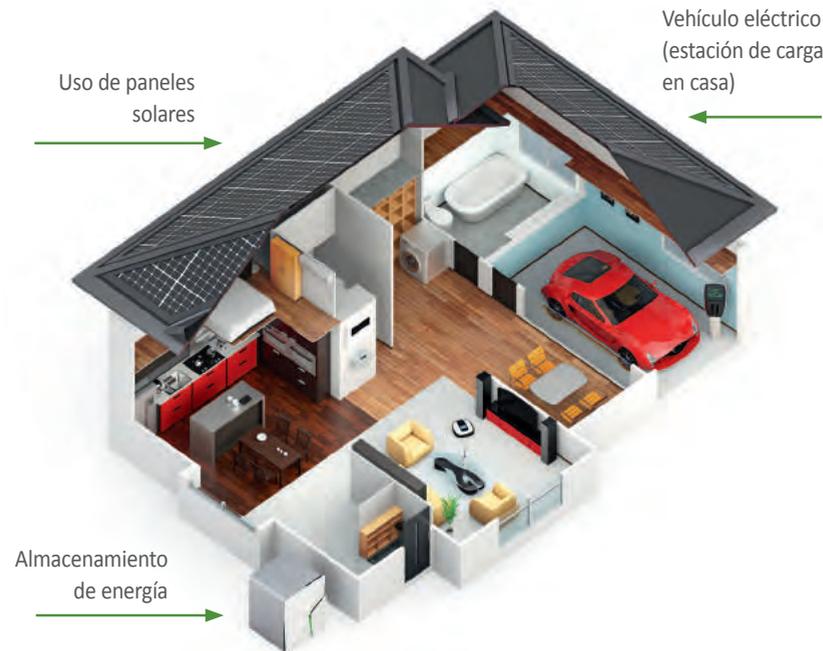
La instalación de *smart grids* puede generar mayor disponibilidad de información y podría establecer un sistema de tarifas más dinámico para los consumidores finales que conocerían la tarifa de electricidad en tiempo real⁴. Pero la implementación de *smart grids* implica inversión y costos de regulación mayores, elementos que generarían un incremento en el precio de energía. Sin embargo, el mayor precio de energía sería contrarrestado por más eficiencia en el consumo. Esta eficiencia sería originada debido al sistema eficiente y dinámico de tarifas implementado, por lo que no se tendría que analizar el impacto final en el monto que pagará el consumidor.

a. Tarifas en tiempo real

El sistema de tarifas en tiempo real (*real-time pricing*) refleja de forma más precisa el balance oferta-demanda en el mercado eléctrico, dadas las características de su demanda. Veamos el siguiente ejemplo: en el **gráfico 4-1** se asume que hay solo dos niveles de demanda, en hora punta (*hp*) y en hora fuera de punta (*hfp*). Además, se asume que todos los productores tienen el mismo costo de producción (*c*).

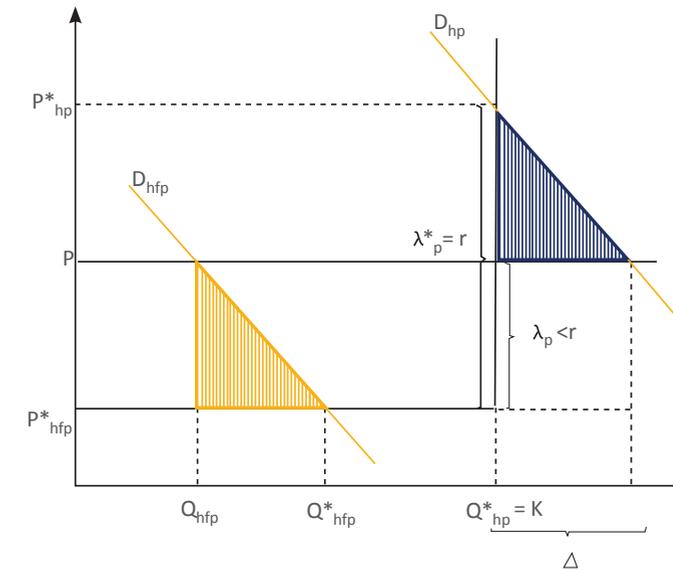
En un primer escenario, considérese que la capacidad total instalada es *K*, se establecen diferentes precios para cada tipo de demanda y ningún productor es capaz de ejercer poder de mercado. En este caso, ningún productor podría establecer precios por encima de P_{hfp}^* en periodos fuera de punta, ya que existe capacidad ociosa que podría utilizarse. Por otro

Ilustración 4-4 Uso de smart grid a nivel residencial



Fuente y elaboración: Osinergmin.

Gráfico 4-1 Fijación de tarifas con dos precios diferentes y con precio único



Fuente y elaboración: Borenstein (2005)

lado, en horas punta ningún productor estaría dispuesto a vender a precios menores a P_{hp}^* , porque no existe capacidad ociosa y cualquier productor puede vender toda su producción a ese precio; tampoco podría cargar un precio mayor a P_{hfp}^* , ya que ninguna empresa puede ejercer poder de mercado.

Ahora, considérese un escenario en el que se establece un precio único, *P*. Para el periodo de demanda fuera de punta, se incrementaría el precio y se desalentaría el consumo, lo que generaría una pérdida de eficiencia social, equivalente al área sombreada de naranja.

Para el periodo de demanda punta, el precio sería menor, lo cual incrementaría la demanda por encima de la capacidad de mercado. Esto

generaría escasez y, por ende, algún tipo de racionamiento sería requerido. La pregunta que salta a la vista en este caso es si es eficiente expandir la capacidad para cubrir el exceso de demanda. Para responder esta pregunta, se debe analizar la eficiencia en la inversión en capacidad instalada en ambos escenarios (precios diferentes y único precio).

En el caso del periodo fuera de punta, la capacidad adicional no tiene valor. Para el periodo punta, la capacidad adicional tiene valor porque el valor marginal de la energía es mayor al costo marginal de una unidad adicional de capacidad. El valor de una unidad adicional de capacidad sería $P_{hp} - c$, representado como λ_p , el cual es el valor sombra de la capacidad adicional en el

periodo punta. En el periodo fuera de punta, el valor sombra de la capacidad adicional es nulo. Asumiendo que el costo de una unidad adicional de capacidad es *r*, el criterio óptimo sería expandir la capacidad mientras la suma de los valores sombra de todos los periodos sea mayor al costo, es decir, hasta que $\sum \lambda = r$. En el mundo real, esta ineficiencia se presenta en forma de exceso de capacidad que no está siendo utilizada, si se fijan precios que varían en el tiempo. Este exceso de capacidad no es necesario porque los precios altos incentivan a los clientes a consumir menos en periodos punta o a trasladar su consumo desde periodos punta a periodos fuera de punta.

Bajo el escenario en que se establece un precio único, el valor sombra de la capacidad para el periodo fuera de punta sigue siendo cero. Para el periodo punta se construye capacidad adicional ΔK , pero esto no es eficiente, ya que el valor neto de la energía producida con la capacidad adicional es menor al costo de expandir la capacidad. La construcción de esta capacidad adicional crea una pérdida de eficiencia social equivalente al área sombreada de azul. En la práctica, los detalles de la implementación de precios que varían en tiempo real son más complejos. En el mundo real, el balance oferta-demanda cambia continuamente y puede existir incertidumbre por el lado de la oferta y la demanda. Esto plantea dos cuestiones fundamentales:

GRANULARITY OF PRICES

A. Frecuencia con la que cambian los precios minoristas en el día.

TIMELINESS OF PRICES

B. Diferencial de tiempo en que un precio es fijado y después es efectivo.



Foto: Generación distribuida, panel solar en el techo de las casas. Fuente: Shutterstock.

Tarifa *Time-of-use* (TOU): esta tarifa genera precios minoristas por bloques, cada uno de los cuales es ajustado solo dos o tres veces por año. En Estados Unidos, la tarifa TOU ha sido utilizada por consumidores comerciales e industriales, mientras que la tarifa RTP no ha sido ampliamente utilizada en este país.

La tarifa TOU no posee las características de *granularity* y *timeliness* que sí posee la tarifa RTP. La falta de la característica de *timeliness* genera que no pueda capturar alguna variación a corto plazo en el balance oferta-demanda. La falta de la característica de *granularity* ocasiona que la variación de precios en el mercado minorista refleje muy poco de la verdadera variación en el mercado mayorista. El costo de la información perdida va a depender de cómo reaccionarían los consumidores si les dieran la información más fina, si lo hacen con ajustes a largo plazo no se generan ineficiencias por usar la tarifa TOU en vez de la tarifa RTP. Por otro lado, si el consumidor puede realizar ajustes a más corto plazo, semanal o mensual, o puede ajustar la configuración del aire acondicionado e iluminación, se generan ineficiencias por usar la tarifa TOU en vez de la tarifa RTP.

En este aspecto, la tecnología juega un rol importante, ya que los avances han mejorado la capacidad de respuesta de los consumidores para responder a cambios en los precios en tiempo real. La respuesta a cambios en el precio no requiere intervención humana sino de una computadora programada para responder.

Los programas de demanda interrumpible brindan al operador del sistema el derecho de restringir el uso de la energía para algunos consumidores; a cambio el consumidor recibe una reducción en su tarifa o un pago fijo periódico. En la práctica, el servicio a estos consumidores no es interrumpido físicamente,

Estas características son distintas, pero están relacionadas entre sí. Con esta base, se pueden analizar diferentes programas que han sido diseñados para implementar precios al por menor que varían en el tiempo. La característica de *granularity* afecta la precisión de la señal de precios. En cuanto a la característica de *timeliness*, el asunto es determinar si los precios se fijan un día antes, una hora antes o minutos antes. Esta elección tiene un efecto importante en la eficiencia de la tarifa.

la modalidad *day ahead* (día adelante), el proveedor minorista anuncia los precios para cada hora un día antes. Bajo la modalidad *real time*, el proveedor minorista anuncia los precios entre 15 y 19 minutos antes del inicio de esa hora.

En términos de eficiencia económica, la tarifa RTP bajo la modalidad *real time* genera un mayor valor. A pesar de esto, muchas implementaciones de tarifas RTP han sido realizadas bajo la modalidad *day ahead*. Aquí es importante conocer cuánto se está perdiendo considerando que no se está utilizando la modalidad *real time*. Esto se puede resolver averiguando de qué manera cambiarían su comportamiento los consumidores si recibieran mejor información.

Real-Time Pricing (RTP): describe un sistema que tiene un alto grado de *granularity* y *timeliness*. En muchos diseños de mercado las tarifas RTP cambian cada hora, estos precios son fijados con un día de anticipación (*day ahead*) o en tiempo real (*real time*). Bajo

sino que se genera un gran incremento en el precio. En un programa en California, en periodos de escasez los consumidores debían escoger entre dejar de consumir o pagar por un precio 40 veces mayor. Desde esta perspectiva, este tipo de programas pueden ser vistos como tarifas RTP con cambios muy extremos en los precios.

b. Demanda inelástica

La demanda inelástica (corto plazo) que resulta de la falta de fijación de tarifas en tiempo real, hace que las empresas generadoras incrementen su poder de mercado; por lo tanto, pueden fijar precios por encima del costo marginal, lo que genera una ineficiencia asignativa. La fijación de tarifas en tiempo real generaría una demanda más elástica, pues los consumidores conocerían los costos reales de consumir una unidad de energía en horas punta, reduciendo el poder de mercado de las empresas y mejorando la eficiencia asignativa del mercado.

La *smart grid* permite obtener información en tiempo real del perfil de consumo y del estado del sistema eléctrico.

La fijación de tarifas en tiempo real generaría una demanda más elástica, reduciendo el poder de mercado de las empresas y mejorando la eficiencia asignativa del mercado.

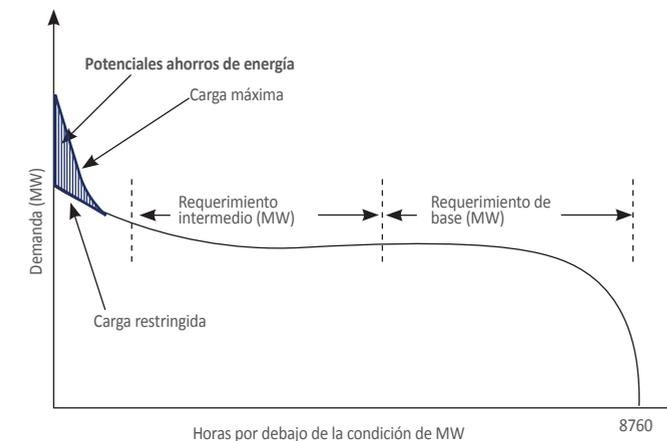
Con una *smart grid* se obtiene información en tiempo real del perfil del consumo y del estado del sistema eléctrico. En este caso, las ganancias para el consumidor serían un mayor ahorro por reducir la demanda o por cambiarse a un periodo fuera de punta; es decir, se aplanan los picos y se reduce la volatilidad de la demanda, por lo que el margen de reserva disminuye. La ganancia para el productor sería un mayor ahorro en los costos de producción. En el gráfico 4-2 se muestra que la reducción de la carga durante un evento de respuesta de la demanda permite un ahorro de energía y, por lo tanto, una disminución de

emisiones. El total de energía ahorrada es una función de la frecuencia y duración del evento de respuesta de la demanda.

c. Respuesta de la demanda

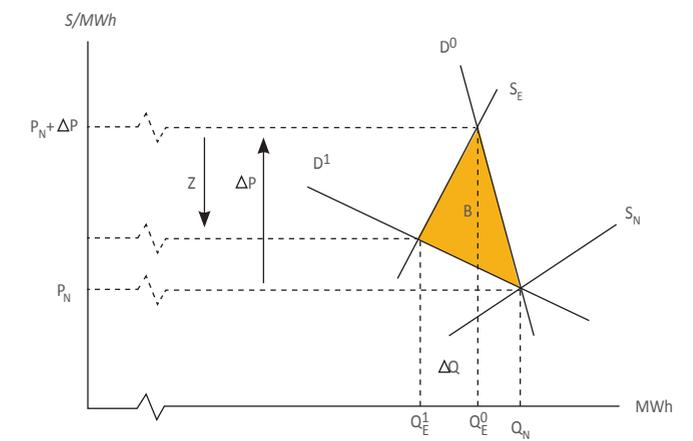
En el gráfico 4-3 se analiza la reducción de los costos totales (costos de oferta y de demanda) debido a la respuesta de la demanda ante incrementos en los precios. En este modelo, la curva de oferta S_N ocurre en condiciones normales, pero reacciona hasta S_E durante *shocks* negativos de oferta, causando incrementos en el precio. El precio

Gráfico 4-2
Ahorro de energía por reducción de la demanda en horas punta



Fuente y elaboración: EPRI (2008).

Gráfico 4-3
Ahorros por incrementos en respuesta de la demanda



Fuente y elaboración: Ruff (2002).

del mercado bajo condiciones normales es P_N , pero se incrementa hasta $P_N + \Delta P$ cuando ocurren los *shocks* de oferta. Este aumento en el precio ΔP dependerá de la magnitud de la respuesta de la demanda.

En este ejemplo, en un primer momento se tiene una demanda de energía muy inelástica D^o que reacciona poco ante incrementos sustanciales en el precio (bajando de Q_N a Q_E^o). En caso que la demanda sea más elástica D^i , la respuesta sería mayor ante la reducción de la oferta y el incremento en el precio (pasando de Q_N a Q_E^i). Bajo este último escenario, con una mayor respuesta de la demanda, el incremento en el precio será menor que en el primer caso (generando menores costos que en el caso anterior), y es que cuando hay problemas de racionamiento o de suministro de electricidad, se generan elevados costos para abastecer la energía demandada, la misma que puede ser incentivada a reducirse en estas circunstancias para evitar que los costos sean mayores.

Pero existe una diferencia entre incrementar y mejorar la respuesta de la demanda. Por un lado, incrementar consiste en un subsidio directo a los consumidores para generar respuestas negativas en su consumo de energía en horas pico, para así evitar el aumento en los costos marginales. Por otra parte, mejorar es un proceso más amplio en el que se consideran mejores señales de precios al consumidor, mejor tecnología en el suministro y mayor información, con el objetivo de otorgar herramientas de información al consumidor para que reduzca su demanda en horas pico, ya que sería consciente de la tarifa real de suministrar energía en esos momentos.

Para mejorar la respuesta de la demanda se tienen que tomar ciertas acciones de política que permitan alcanzar las reacciones necesarias en el consumo, con el objetivo de evitar incrementos inesperados y no deseados en las tarifas de energía. Se pueden considerar acciones a mediano plazo, como la creación

de un mercado spot de energía en el que se permita la compra de energía de parte de los consumidores que sobrepasen cierto consumo; así también, permitir la participación de empresas comercializadoras de energía en este mercado. Entre las acciones a seguir en un plazo mayor se puede considerar la instalación de medidores inteligentes que indiquen la tarificación en hora punta y fuera de punta, para que el usuario decida sobre su consumo óptimo en cada caso. Así también, se podría impulsar una política de energía distribuida en la que exista una empresa generadora de energía por cada región del país, con el objetivo de reducir las importaciones de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y así reducir las pérdidas en los sistemas de transmisión.

La gestión de la demanda (*demand side-management*) puede tomar dos formas: i) de emergencia, que tiene como finalidad absorber la variación repentina en la demanda que no puede ser abastecida por la oferta; y ii) económica, cuyo objetivo es ajustar el consumo para evitar que se incrementen los precios o mayores costos de generación, mediante incentivos financieros para los consumidores por reducir consumo en periodos de mayor demanda.

La evidencia empírica muestra que los consumidores pueden alterar su consumo con información adicional. Este cambio genera reducciones en el consumo, que a su vez disminuyen el monto a pagar en los recibos. La *smart grid* y la información transmitida a los consumidores pueden ser más efectivas si se combinan con tarifas dinámicas, ya que se generan incentivos a los consumidores para ajustar la demanda en respuesta a las señales de precios. Por lo tanto, la gestión de la demanda optimiza las inversiones en generadores de punta, transmisión y distribución; estas ganancias son reforzadas

por el ahorro en el consumo de energía. En el cuadro 4-1 se resume el impacto económico de las *smart grids* sobre la oferta y la demanda de energía descritas anteriormente.

4.4. ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SMART GRIDS

El correcto análisis de costo-beneficio de las *smart grids* ha sido difícil de implementar debido a que el impacto real de estos proyectos es mayor al que se puede cuantificar y, por otro lado, los costos pueden ser difícilmente estimables. La literatura sobre el análisis costo-beneficio de las *smart grids* aún es limitada debido a la poca información disponible por temas de confidencialidad. Otra razón es la falta de consenso sobre la metodología adecuada para el análisis económico de las *smart grids*. Sin embargo, existen algunas experiencias internacionales exitosas en la implementación de *smart grids* en el sector eléctrico. Entre los beneficios estimados están la reducción de costos, disminución de pérdidas de energía, diversificación de la matriz energética, eficiencia energética, mejoras en la calidad del servicio y desarrollo de la industria y el empleo. A continuación, se muestran los aspectos económicos (costos y beneficios) de algunas de ellas.

a. Estudio del Electric Power Research Institute (EPRI)

El EPRI realizó un estudio en marzo de 2011 en el que se cuantifican los costos y beneficios de implementar una *smart grid* durante un periodo de inversión de 20 años. En una primera etapa se identificaron las tecnologías y sistemas a implementar (por ejemplo, medidores inteligentes). En la segunda etapa se consideraron las funciones de cada una de las instalaciones a ser implementadas. En una tercera etapa se identificaron los impactos con respecto a variables como el consumo, pérdidas

Cuadro 4-2
Estimación de costos y beneficios de implementar una smart grid en 20 años, millones de US\$

Rubros	Máximo	Mínimo
Costo (inversión neta)	476 190	337 678
Beneficio	2 028 000	1 294 000
Ratio Beneficio - Costo	6.0	2.7

Fuente: EPRI (2011). Elaboración: GPAE - Osinermin

de energía, interrupciones, entre otros. En la última etapa se procedió a realizar el cálculo del valor monetario de dichos impactos.

En el cuadro 4-2 se observa que el ratio beneficio-costo estuvo entre 2.7 y 6 veces.

Los costos incluyen la infraestructura necesaria para integrar recursos de energía distribuida y para lograr la conectividad completa del cliente:

- Incremento en el uso de tecnología de control y de información digital.
- Optimización dinámica de la operación y recursos de la red con seguridad cibernética.
- Desarrollo e integración de la generación distribuida.
- Desarrollo de programas de respuesta de la demanda (*demand response*).
- Integración de aparatos inteligentes y dispositivos para el consumidor.
- Despliegue e integración de tecnologías de almacenamiento.
- Tecnologías para manejar los picos, incluyendo vehículos eléctricos.
- Provisión oportuna de información al consumidor.

Se excluyen los costos de generación y expansión de la red de transmisión para incorporar recursos renovables.

Por otra parte, los beneficios que se incluyen en la estimación son los siguientes:

- Permite la participación directa de los consumidores. Los consumidores están informados y pueden modificar la forma en que usan y compran la energía.
- Capacidad de almacenar la energía que se genera.
- Permite el desarrollo de nuevos mercados, productos y servicios.
- Mayor calidad de la energía, en términos de confiabilidad, con menor probabilidad de que se generen interrupciones.
- Optimiza la utilización de los activos y asegura la eficiencia en la operación.
- Se anticipa y responde a perturbaciones en el sistema.
- Resiste ataques a la infraestructura física (subestaciones, transformadores, entre otros) y cibernética (*software* y sistemas de comunicación).

EPRI (2008) cuantificó los ahorros que generaría una *smart grid* al reducir las pérdidas de energía regulando la tensión en 3.5 a 28 miles de millones de KWh por año en 2030.

Cuadro 4-1
Impacto económico de las *smart grids* sobre la oferta y demanda de energía

Oferta

GENERACIÓN.

Uso de los recursos renovables producto de la instalación de sistemas de almacenamiento y conexión de vehículos eléctricos, lo que permite la reducción de CO₂.

TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

Reducción de pérdidas de energía mediante el control de tensión y el uso de sistemas de comunicación

Demanda

- Eficiencia en el consumo por la incorporación del sistema dinámico de tarifas.

- Traslado de la demanda hacia periodos fuera de punta.

- Demanda más elástica, reducción del poder de mercado de las empresas.

Fuente y elaboración: GPAE - Osinermin.

b. Experiencia en Corea del Sur

En agosto de 2009, se creó en Corea del Sur el Korea Smart Grid Institute (KSGI), que tiene como objetivo principal la modernización del sistema eléctrico coreano. Es en ese sentido que el gobierno piensa influenciar en cinco sectores con la construcción de la *smart grid*: i) la red eléctrica (aumentar el número de interconexiones entre los consumidores y las fuentes de abastecimiento); ii) los consumidores (uso de información en tiempo real y de aparatos inteligentes en el hogar); iii) el transporte (construcción de infraestructura que permita que los vehículos eléctricos se carguen en cualquier lugar); iv) los recursos renovables

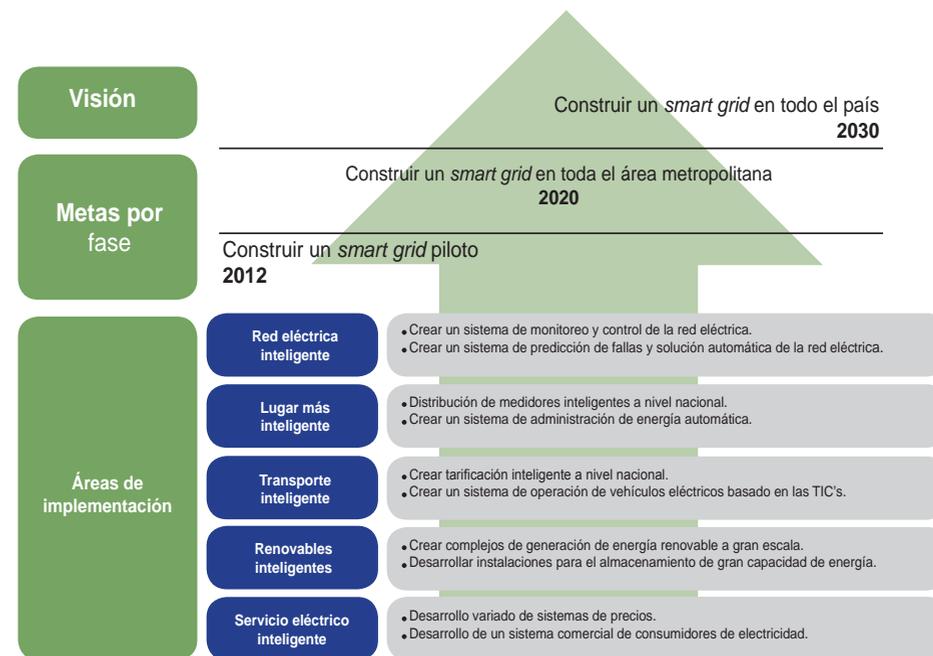
(generación autosuficiente de energía con recursos renovables para ciudades alejadas); y v) el servicio de electricidad (implementación de planes tarifarios de ahorro de energía y poner en marcha un sistema de comercio de electricidad en tiempo real).

Por ello, se tiene como plan la implementación de una plataforma de experimentación en la Isla de Jeju de Corea del Sur. Esta isla fue elegida por ser la única provincia autónoma de Corea, por la mayor flexibilidad que tiene frente a otras regiones para introducir innovaciones regulatorias y legales, además por su gran potencial en energías renovables. Hacia 2020 se espera la construcción

de *smart grids* a lo largo de áreas metropolitanas y hacia 2030 la construcción de una *smart grid* a escala nacional, como puede apreciarse en la **ilustración 4-3**.

La estrategia de Corea incluye acciones de política y regulación, como la revisión preliminar del marco regulatorio para la creación de industrias y mercados, así como la legislación que garantice la estabilidad de los proyectos a largo plazo. En una segunda fase del proyecto piloto de Jeju se introdujo precios en tiempo real. Según el plan que espera concretar Corea del Sur, los resultados esperados a 2030 se resumen en el **cuadro 4-3**.

Ilustración 4-5
Visión de la implementación de smart grid en Corea



Fuente y elaboración: Korea's Smart Grid Roadmap 2030: Laying the Foundation for Low Carbon, Green Growth by 2030

(disponible en <https://www.greentechmedia.com/images/wysiwyg/News/SG-Road-Map.pdf>).

Además, la inversión que se espera realizar es de US\$ 23 930 millones, compuesta en un 10% de financiamiento público y en un 90% de financiamiento privado. Así, considerando los beneficios en unidades monetarias (reducción

de importaciones de energía, aumento de exportaciones de energía, creación de demanda doméstica y evitar la construcción de nuevas centrales de generación) mostrados en el **cuadro 4-3**, se obtiene un ratio beneficio-costo de 6.4.

Cuadro 4-3
Efectos esperados de la implementación de una *smart grid* a escala nacional en 2030

Área	Efecto
Creación de trabajo	47 731 puestos de trabajo por año
Reducción de GEI	233 millones de toneladas mitigadas
Reducción de importaciones de energía	US\$ 41 658 millones
Aumento de exportaciones de energía	US\$ 43 766 millones
Creación de demanda doméstica	US\$ 65 703 millones
Evitar la construcción de nuevas centrales de generación	US\$ 2862 millones

Fuente: Ministerio de Economía de Corea (MKE por sus siglas en inglés). Elaboración: GPAE- Osinergmin.

Cuadro 4-4
Estimación de costos y beneficios de instalar medidores inteligentes hacia el año 2020, miles de millones de US\$

Rubros	Máximo	Mínimo
Costo (inversión neta)	68	
Beneficios operativos	54	34
Beneficios de incluir tarifas dinámicas	89	
Ratio Beneficio - Costo	2.1	1.8

Fuente: Faruqui, Harris y Hledik (2010). Elaboración: GPAE- Osinergmin.

Cuadro 4-5
Ratio beneficio - costo de la implementación de *smart grid* en Brasil

Escenario	Ratio Beneficio - Costo	
	Máximo	Mínimo
Acelerado	1.7	1.33
Moderado	2.34	1.84
Conservador	2.39	1.89

Fuente: revisión de mecanismos de tarificación de implementación de *smart grid* (CNE). Elaboración: GPAE- Osinergmin.

c. Experiencia en Europa

Faruqui, Harris y Hledik (2010) realizaron un estudio para estimar los ahorros generados por la construcción de una *smart grid* en la Unión Europea. Los autores estiman que el costo de instalar medidores inteligentes en la Unión Europea es de € 51 miles de millones (US\$ 68 miles de millones), y que los ahorros en operación estarían entre € 26 y € 41 miles de millones (US\$ 34 - 54 miles de millones), lo que indicaría que los costos estén por encima de los beneficios en un rango de € 10 y € 25 miles de millones (US\$ 14 - 34 miles de millones).

Por otro lado, el valor presente de los ahorros producto de evitar instalar capacidad para abastecer la demanda en horas punta sería de € 67 miles de millones (US\$ 89 miles de millones), si es que los consumidores pueden superar las barreras para adoptar tarifas dinámicas; de otra manera, los ahorros serían de € 14 miles de millones (US\$ 19 miles de millones). Si es que los consumidores no tienen barreras para adoptar tarifas dinámicas, el ratio beneficio-costo sería, como mínimo, de 1.82 y, como máximo, de 2.12 (ver el **cuadro 4-4**).

d. Experiencia en Brasil

El proyecto realizado por la Asociación Brasileira de Distribuidores de Energía Eléctrica (Abradee) en 2011 es el único estudio que cuantifica los costos y beneficios de la implementación de una *smart grid* en Brasil. Dicho estudio señala que las redes inteligentes, desde el punto de vista social, resultan factibles económicamente. Sin embargo, señala la necesidad de una normativa adecuada que permita la distribución equitativa tanto de los costos como de los beneficios. El estudio consideró la sensibilidad asociada a mejoras de calidad y pérdidas comerciales, reflejado en un intervalo de valores mínimos y máximos. El **cuadro 4-5** muestra los resultados el ratio beneficio-costo del mencionado estudio.

4.5. EL CASO PERUANO

En 2012, la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) de Osinermin trabajó en un estudio para determinar los costos y beneficios de la implementación de *smart grids* en el sistema eléctrico peruano. Esta sección se basa en los resultados obtenidos de la implementación de *smart grids* en la generación distribuida. El mencionado estudio tuvo como objetivo elaborar un diagnóstico de la situación actual del Perú con respecto a la aplicación de una tecnología de redes eléctricas inteligentes y recomendar una política, estrategia y primeros proyectos que permitan al país aprovechar los beneficios de esta tecnología.

Para tal objetivo, realizó un análisis del mercado de la infraestructura, del sistema de precios y del marco legal que rige en el sector eléctrico peruano para entender la situación actual del país en relación con la incorporación de esta tecnología. Además, propuso alternativas para incorporar esta nueva tecnología en las redes del sistema eléctrico peruano, con base en el conocimiento

y experiencia end-to-end de redes inteligentes. También especificó las iniciativas y proyectos para incorporar este tipo de tecnología en las redes del sector eléctrico peruano, y realizó un análisis costo-beneficio de cada uno de los componentes en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, así como del impacto ambiental. Por último, propuso un plan de acción para la implementación de las redes eléctricas inteligentes y mostró una visión política y estratégica para la modernización y posicionamiento del sector eléctrico peruano en cuanto a la incorporación de esta tecnología para los próximos 5, 10 y 15 años.

Impacto de la generación distribuida

a. Red de media y baja tensión (MT/BT)

En el **cuadro 4-6** se presenta la reducción porcentual de las pérdidas técnicas por tecnología, teniendo en cuenta las consideraciones del punto a. para el sector típico 1. Puede observarse que la reducción de las pérdidas técnicas mediante las diferentes

tecnologías va de 0% a 9% para un horizonte de 5 años, y de 0.3% a 20% en un horizonte de 15 años, producto de los niveles de penetración y capacidad considerados. Vale decir que la disminución de las pérdidas por la implementación de la generación distribuida tiene relevancia a mediano y largo plazo, donde el número de instalaciones será mayor.

Al comparar los resultados por tecnología, se aprecia que las pérdidas técnicas se reducen de manera progresiva en orden de generación fotovoltaica, generación con microturbinas y generación eólica. Por ejemplo, en el ST1 con un nivel de capacidad igual a dos, la reducción de pérdidas técnicas proveniente de la generación fotovoltaica es igual a 9.29%, 14.41% y 20.39% para corto, mediano y largo plazo, respectivamente.

Se debe tener en cuenta que los resultados obtenidos tienen que ser interpretados en términos relativos. Es decir, que cada MWh generado dentro de un nudo (barra) ha sido consumido por la demanda, reduciendo las pérdidas a cero.

En el caso de los costes de expansión en MT/BT, el impacto será según la tecnología utilizada porque cada una tiene un despliegue diferente. Por ejemplo, para el ST1 a un nivel de capacidad de dos para un horizonte de 15 años, se observó que la reducción de costos de expansión de red es mayor que la generación fotovoltaica o eólica. Esto se debería a dos razones: la tecnología y el nivel de despliegue de la misma. Cabe mencionar que la generación eólica tiene un carácter no programable, por lo que no resulta correcto el respaldo energético por medio de un recurso como el viento. Por otro lado, la generación fotovoltaica presenta pérdidas de generación a valores medios representando un aporte energético pequeño.

Cuadro 4-6
Reducción de pérdidas para diversas tecnologías para el ST 1

Tecnología de generación	Nivel de capacidad	5 años	10 años	15 años
Microturbina a gas	MTG NC=0.25	0.30%	0.30%	0.37%
	MTG NC=1	1.10%	1.10%	1.35%
	MTG NC=2	2.12%	2.15%	2.61%
Eólica	EOL NC=0.25	0.05%	0.19%	0.30%
	EOL NC=1	0.23%	0.75%	1.14%
	EOL NC=2	0.40%	1.49%	2.26%
Fotovoltaica	FOT NC=0.25	1.38%	2.37%	3.42%
	FOT NC=1	4.99%	8.18%	6.43%
	FOT NC=2	9.29%	14.41%	20.39%

* Datos a febrero de 2011.

Fuente y Elaboración: GRT – Osinermin.

Para comparar de manera homogénea el beneficio de cada tecnología, se realizó una comparación entre los costos de expansión y la energía aportada por cada una (ver **cuadro 4-7**), obteniéndose un ratio. Así, en el **cuadro 4-8** se observa el aporte relativo por tecnología⁵.

Se observa que el mayor beneficio se obtiene de las microturbinas a gas y la generación fotovoltaica, aunque con un ratio más bajo. El estudio sugiere la definición de aspectos logísticos para un proyecto piloto de una

duración aproximada de dos años que permita obtener información técnica y económica para la elaboración de una normativa adecuada a las necesidades del sistema y despliegue de las *smart grids*, según las necesidades del país.

b. Mercado mayorista⁶

Aun cuando el mayor impacto de la generación distribuida se da en la red, también se puede generar un efecto sobre el mercado mayorista, teniendo en cuenta que la energía inyectada en MT/BT será energía no suministrada en AT, cambiando la demanda neta en AT. Esta

La implementación de las *smart grids* en la generación distribuida a nivel nacional podría permitir la reducción de emisiones de gases contaminantes procedentes de la combustión.

modificación podría afectar el precio marginal de generación en el mercado mayorista, por lo que el nuevo costo de energía estaría dado por el coste de generación mayorista más el coste de generación distribuida. Asimismo, la variación de la demanda neta en AT permite que el sistema cuente con mayor capacidad.

La implementación de las *smart grids* en la generación distribuida a nivel nacional podría permitir la reducción de emisiones de gases contaminantes procedentes de la combustión, considerando que la definición de generación distribuida incluye todas aquellas fuentes conectadas muy cerca de los centros de consumo y que pueden ser de diversas tecnologías, principalmente de fuentes renovables, como la generación fotovoltaica, solar, entre otras. En ese sentido, el uso de fuentes renovables desplaza la generación contaminante por fuentes más limpias y, por lo tanto, se reducen las emisiones.

El cambio en la emisión de CO₂ se puede dar de dos maneras. La primera debido a que con generación distribuida, la energía que se demanda es atendida en MT/BT, donde las pérdidas técnicas son menores produciéndose menor energía y menor emisión de CO₂. Una

Cuadro 4-7
Inyección de energía aportada por tecnología (%)

Tecnología de generación	Nivel de capacidad	5 años	10 años	15 años	Promedio
Microturbina a gas	MTG NC=0.25	0.12%	0.22%	0.34%	0.23%
	MTG NC=1	0.47%	0.87%	1.35%	0.90%
	MTG NC=2	0.95%	1.74%	2.69%	1.79%
Eólica	EOL NC=0.25	0.03%	0.06%	0.06%	0.05%
	EOL NC=1	0.13%	0.22%	0.24%	0.20%
	EOL NC=2	0.26%	0.44%	0.48%	0.39%
Fotovoltaica	FOT NC=0.25	0.74%	1.13%	1.47%	1.11%
	FOT NC=1	2.89%	4.38%	5.70%	4.32%
	FOT NC=2	5.77%	8.71%	11.35%	8.61%

Fuente y Elaboración: GRT – Osinermin.

Cuadro 4-8
Relación reducción de costes y energía aportada

Concepto	ST1 - EDEL-NOR	ST2	ST3
Nombre de la subestación	Infantas	Piura - Centro	Camaná
Número de alimentadores	20	13	4
Número de clientes	66 241	37 863	13 060
Energía mensual (kWh/mes)*	19 385 909	7 286 042	1 433 662
Energía mensual BT (kWh/mes)*	15 053 488	4 737 834	1 137 854
Energía mensual MT (kWh/mes)*	4 332 421	2 548 209	7946

* Datos a febrero de 2011. Fuente y Elaboración: GRT – Osinermin.

segunda forma tiene que ver con la tecnología utilizada para la generación en MT/BT, pues mientras sea más limpia que una de AT, también se reducirán las emisiones de CO₂

Retos para instalar una smart grid en el Perú

A continuación se listan los retos más importantes para desplegar una *smart grid* en el Perú.

- Es importante incluir dentro de los objetivos que tienen las autoridades competentes en el sector eléctrico (Osinergrmin, MEM), la inclusión de redes inteligentes dentro del sistema eléctrico.
- Es necesario establecer una gestión eficiente de las inversiones para el despliegue de la *smart grid*.
- Se debe establecer un marco regulatorio adecuado para el despliegue de la *smart grid*, particularmente para establecer el sistema de tarifas (tarifas en tiempo real) que sea compatible con su funcionamiento.
- Se necesita impulsar la creación de un Instituto de Investigación para el desarrollo de la *smart grid*.
- Resulta importante elaborar programas que permitan dar a conocer a los consumidores los beneficios de implementar una *smart grid*, y que eduquen sobre la forma de uso de los aparatos inteligentes. En ese sentido, la masificación de la tecnología digital no sería adecuada, dada la falta de conocimiento de los consumidores, por lo que sería más eficiente implementar proyectos piloto.

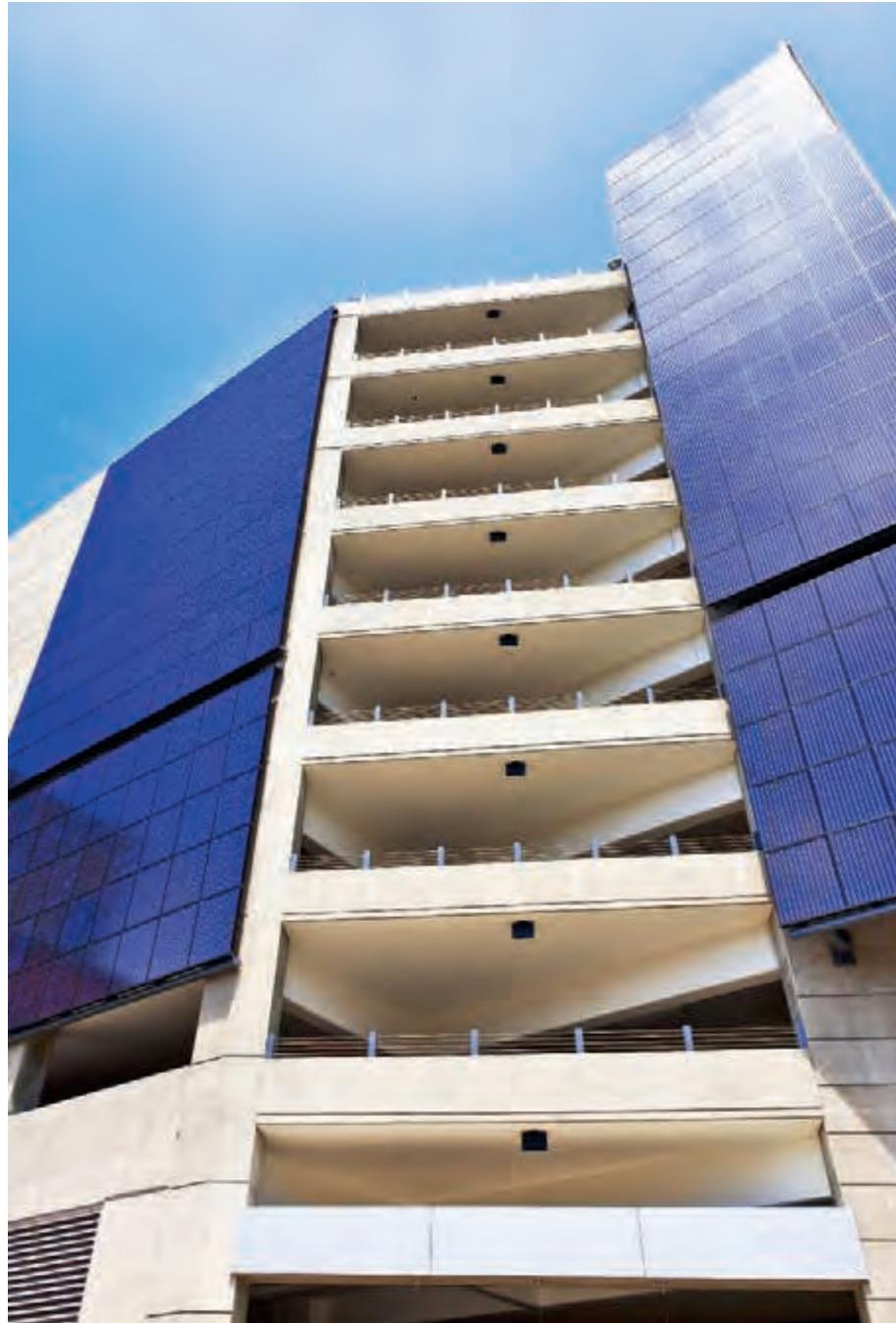


Foto: Generación distribuida: paneles solares en un edificio en California. Fuente: Shutterstock.

RECUADRO 4-2

Opciones de política para las smart grids

Con la introducción de las *smart grids*, el objetivo de los países desarrollados es la reducción de pérdidas, optimización de recursos, integración de fuentes renovables y vehículos eléctricos, eficiencia energética y mecanismos de respuesta rápida a la demanda.

El objetivo de los países en desarrollo, con la introducción de las *smart grids*, es asegurar la calidad y fiabilidad del sistema, así como gestionar los picos de consumo. La transferencia de tecnología que se realice hacia los países en desarrollo debe tener en cuenta las características de la red y condiciones geográficas.

Las opciones de política para implementar una *smart grid* en los países en desarrollo deben guardar relación con el estado actual del sector eléctrico en cada país, debido a que en muchos países de Latinoamérica se presentan obstáculos para la construcción de dicha infraestructura, principalmente en el segmento de distribución. Además, las funciones de las diferentes esferas del gobierno y las características de la sociedad también juegan un rol importante.

De esa forma se proponen las siguientes opciones de política:

- Incrementar la inversión en distribución para mejorar la infraestructura actual de la red y el cambio de los medidores tradicionales (sin capacidades de comunicación). En ese sentido, en la regulación de la distribución es necesario establecer incentivos para que las compañías inviertan en el desarrollo de estas redes. Por ejemplo, en California se estableció un mecanismo de compensación para promover la adopción de redes inteligentes, el cual era un porcentaje de la tarifa de electricidad. Este ya se recoge en el Decreto

Legislativo N° 1221 con la incorporación del cargo de innovación.

- Actualmente existe un acceso limitado para pequeñas generadoras, como las centrales basadas en energías renovables (eólicas y solares). Bajo la implementación de *smart grids*, será más sencillo dar pase a estas pequeñas generadoras. En ese sentido, es importante promover el despliegue de fuentes de energía renovable en la generación de energía.
- Bajo la perspectiva del gobierno y municipalidades locales, es importante buscar ciudades más inteligentes y sostenibles. En ese sentido, las opciones serían: promover eficiencia energética en Pymes; tecnologías eléctricas inteligentes en edificios comerciales, residenciales y públicos; el transporte público (ahorro del consumo de combustible y mejora del ambiente).
- Por otro lado, actualmente no es necesaria la instalación generalizada de medidores inteligentes. Primero se necesita una preparación cultural de los consumidores para una utilización provechosa de los medidores inteligentes. En ese sentido, son importantes los proyectos piloto para que la introducción de *smart grids* sea paulatina. El cambio del comportamiento es a largo plazo.

Algunos países se han comprometido, mediante acuerdos internacionales, a la reducción global de emisiones de GEI y la mitigación del cambio climático. En ese sentido, la implementación de una *smart grid* se alinea con las políticas de reducción de emisiones en el mundo, teniendo como objetivos complementarios la seguridad del suministro energético, así como la reducción de las pérdidas y de los costos de la electricidad.



Opciones de financiamiento

- Subsidio del gobierno.
- Asociación público-privada (empresas del sector).
- Financiamiento de algún organismo internacional.

Regulación para las *smart grids*

Es necesario un sistema de tarifas y un esquema de regulación que generen los incentivos adecuados para la inversión en el desarrollo de una *smart grid*. Bajo el enfoque teórico, muchos agentes económicos pueden invertir en el desarrollo de la red de transmisión; sin embargo, es preferible para los dueños de la red de transmisión decidir sobre las inversiones que mejoren la confiabilidad del sistema.

La incertidumbre con respecto a los beneficios potenciales y la regulación, así como también sobre las estrategias de *free-riding*, retrasan las inversiones de los agentes que esperan retornos de menor riesgo antes de desplegar la tecnología. Estas inversiones se refieren a la red de distribución, que impacta sobre la administración del sistema, la confiabilidad y la expansión futura del mismo. Otro problema que deben manejar los reguladores es el ejercicio del poder de mercado, un incentivo para sobre o sub-invertir. En ese sentido, algunos agentes del mercado, como los generadores y dueños de la red, tienen pocos incentivos para invertir en nueva infraestructura de red si es que tienen poder de mercado.

La regulación es necesaria para dos cosas: i) generar inversiones adecuadas y administrar la información y ii) brindar información sobre la *smart grid* a los diferentes agentes. La regulación ex ante (por incentivos) puede ser difícil para las nuevas redes porque los costos de los servicios integrados son

inciertos y existe información asimétrica sobre esos costos entre los reguladores y los operadores de la red. Mientras las nuevas tecnologías se obstaculizan, esta regulación es ajustada para incluir parte de los costos en base a una regulación ex post (tasa de retorno). Esta regulación dual también puede ocurrir por las negociaciones entre los vendedores y compradores para conocer la demanda para los nuevos servicios de las *smart grids*.

En conclusión, escoger una adecuada forma de regulación es uno de los puntos más importantes para el éxito en el desarrollo de las *smart grids*, particularmente debido a la incertidumbre sobre las ganancias futuras y a las dudas sobre cómo repartir dicha ganancia esperada.

En el siguiente capítulo se analizarán las nuevas fuentes de demanda de energía renovable que aparecerán de manera masiva en los próximos años en el ámbito urbano: el vehículo y los trenes eléctricos. Lo particular de estas nuevas fuentes de demanda de energía es que constituirán no solo punto de consumo, sino también generadores distribuidos en las redes eléctricas de distribución en las ciudades. Del desarrollo del presente capítulo se concluye que para gestionar toda esta nueva demanda, se requerirá la implementación de *smart grids* con el objetivo de permitir una participación más activa de los consumidores en el mercado eléctrico. La combinación de *smart grids* con sistemas de transporte eléctricos podría, sustancialmente, mitigar las emisiones de CO₂ en las áreas urbanas hacia mediados del siglo XXI.



Foto: Panel Solar. Fuente: Shutterstock.

ANEXO 04

ACÁPITE 4-1

Metodología para el cálculo del impacto de la implementación de smart grid en Perú

a. Consideraciones

Para realizar la valorización de los beneficios se emplearon, en lo posible, datos reales del sector eléctrico. Cabe indicar que para la valoración del impacto sobre la red de distribución, fue necesario modelar la red eléctrica, así como introducir el consumo y parámetros a ser considerados. Entre estos aspectos se encuentra la selección de sectores representativos. Para la valorización del impacto de la generación distribuida se consideraron el sector típico 1 (Lima Norte - Edelnorⁱ), el sector típico 2 (Piura – Electronoroeste) y el sector típico 3 (Camaná – Seal). En el **cuadro A.4-1** se muestra la información básica considerada para las redes simuladas para la función de generación distribuida.

Otro aspecto tomado en cuenta fue el horizonte de evaluación, dividido en tres periodos de análisis: corto, mediano y largo plazo de cinco, 10 y 15 años con niveles de penetración de 5%, 10% y 15%, respectivamente. El análisis de pérdidas técnicas durante los horizontes de evaluación se realizó con la red que le correspondía a cada sector típico. Asimismo, se consideran niveles de capacidad de generación distribuida de 0.25, uno y dos de la punta de carga demandada para cada

Cuadro A.4-1
Información general de las redes a simular

Concepto	ST1 - Edelnor	ST2 - Electronoroeste	ST3 - Seal
Nombre de la subestación	Infantas	Piura - Centro	Camaná
Número de alimentadores	20	13	4
Número de clientes	66 241	37 863	13 060
Energía mensual (kWh/mes)*	19 385 909	7 286 042	1 433 662
Energía mensual BT (kWh/mes)*	15 053 488	4 737 834	1 137 854
Energía mensual MT (kWh/mes)*	4 332 421	2 548 209	7946

* Datos a febrero de 2011. Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

Cuadro A.4-2
Escenarios en presencia de generación distribuida

Horizonte	Nivel de penetración	Nivel de Capacidad
Corto plazo (5 años)	5%	Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada
		Capacidad GD = 1.00 de la punta de carga demandada
		Capacidad GD = 2.00 de la punta de carga demandada
Mediano plazo (10 años)	10%	Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada
		Capacidad GD = 1.00 de la punta de carga demandada
		Capacidad GD = 2.00 de la punta de carga demandada
Largo plazo (15 años)	15%	Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada
		Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada
		Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

periodo de análisis. Con relación a los costos, todas las valorizaciones se realizaron a precios constantes de 2011. Teniendo en cuenta que en un contexto de generación distribuida, el tamaño de las centrales de generación debe ser pequeño, se consideró la generación solar y la eólica debido a sus características de renovables, junto con microturbinas de gas por su eficiencia y baja capacidad instaladaⁱⁱ.

b. Metodología

La metodología de valorización del impacto de la generación distribuida utilizada en el estudio consideró los criterios utilizados por Labis et al. (2011), donde se realiza la valorización en términos de pérdidas técnicas de energía y emisiones contaminantes de una red de distribución de dos alimentadores en Filipinas.

Redes Eléctricas

El mecanismo tradicional de transporte de energía inicia con la energía ingresada a una red de alta tensión (AT), recorriendo la red hasta la media tensión (MT) y baja tensión (BT), generándose grandes pérdidas de energía en el recorrido. Por el contrario, las pérdidas técnicas generadas a partir de la generación distribuida son pocas, resultando una fuente de suministro mucho más económica en comparación al mercado mayorista. En el Perú, el cálculo de precio nodal es utilizado para la fijación de tarifas en barra, y tiene la siguiente forma:

$$CG = CIG \times FP,$$

donde:

CG: Costo de generación

CIG: Costo incremental de generación

FP: Factor de pérdidas

A partir de esta ecuación se determina que las fuentes de generación en nudos con inyección de energía y menos pérdidas tendrán un bajo factor de pérdida, convirtiéndose en fuentes más económicas para el propio sistema. Por ejemplo, las pérdidas acumuladas entre AT y MT son de 7%; entonces, 1 MWh generado en MT o BT es 7% más económico que 1 MWh generado en AT. Por otro lado, el uso de la generación distribuida ayudaría en la reducción de los requerimientos de demanda y potencia, bajando los costes de expansión de red, teniendo en cuenta el nivel de su tensión. Así, la ecuación anterior quedaría reescrita de

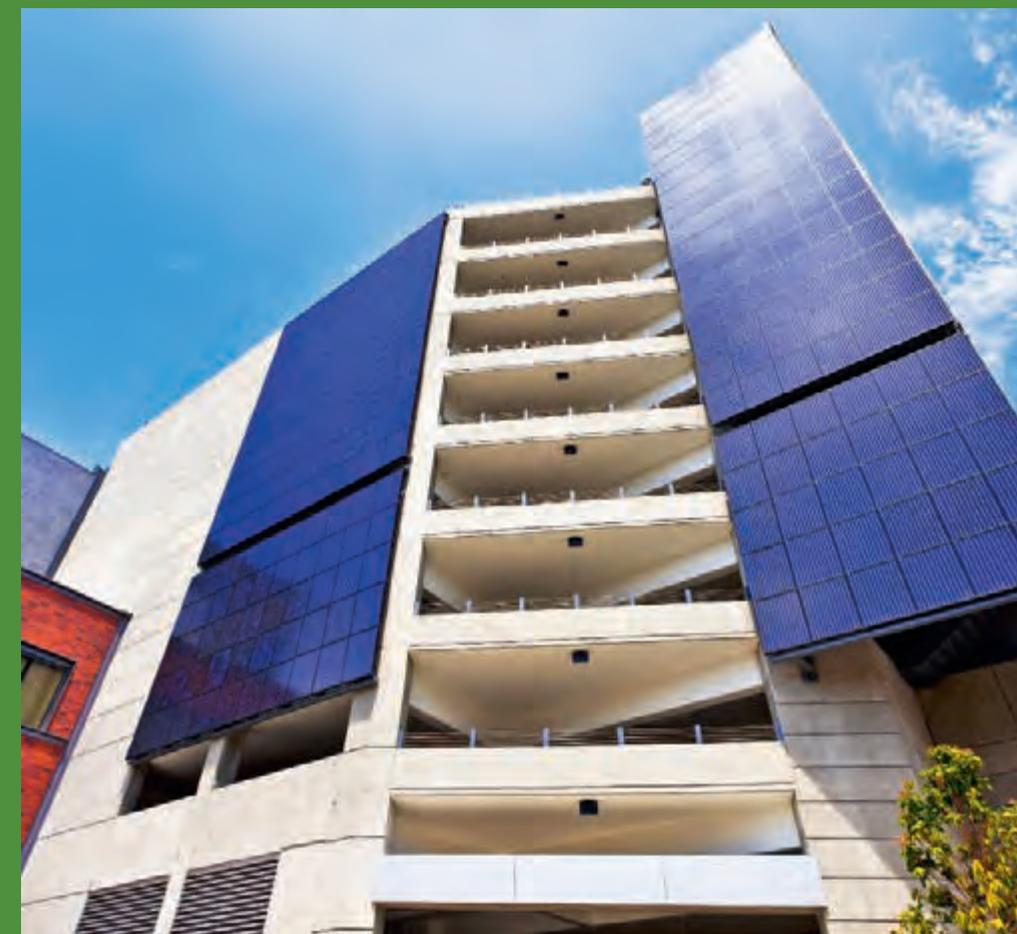


Foto: Generación distribuida: paneles solares en un edificio en California. Fuente: Shutterstock.

la siguiente manera:

$$CG = CIG \times (FP_{AT} + FP_{MT/BT}),$$

donde:

FP_{AT}: Factor de coste de red de AT

FP_{MT/BT}: Factor de coste de red de MT/BT

Bajo la aplicación de generación distribuida, se espera que en las redes de MT y BT existan diversas fuentes de generación conectadas y que sean suficientes para atender las necesidades de la demanda.

ACÁPITE 4-2

Impacto de la generación distribuida en la red de MT/BT

Los siguientes cuadros contienen el resultado de la reducción de pérdidas de energía por tecnología para los sectores típicos uno, dos y tres.

Para mayor detalle ver los cuadros A.4-3, A.4-4 y A.4-5.



Foto: Panel Solar. Fuente: Shutterstock.

Cuadro A.4-3
Reducción de pérdidas de energía para diversas tecnologías para el ST 1

Tecnología de generación	Nivel de capacidad	5 años	10 años	15 años
Microturbina a gas	MTG NC=0.25	0.30%	0.30%	0.37%
	MTG NC=1	1.10%	1.10%	1.35%
	MTG NC=2	2.12%	2.15%	2.61%
Eólica	EOL NC=0.25	0.05%	0.19%	0.30%
	EOL NC=1	0.23%	0.75%	1.14%
	EOL NC=2	0.40%	1.49%	2.26%
Fotovoltaica	FOT NC=0.25	1.38%	2.37%	3.42%
	FOT NC=1	4.99%	8.18%	6.43%
	FOT NC=2	9.29%	14.41%	20.39%

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

Cuadro A.4-4
Reducción de pérdidas de energía para diversas tecnologías para el ST 2

Tecnología de generación	Nivel de capacidad	5 años	10 años	15 años
Microturbina a gas	MTG NC=0.25	0.21%	0.37%	0.46%
	MTG NC=1	0.85%	1.49%	1.82%
	MTG NC=2	1.66%	2.94%	3.59%
Eólica	EOL NC=0.25	0.02%	0.09%	1.18%
	EOL NC=1	0.08%	0.36%	4.55%
	EOL NC=2	0.16%	0.71%	8.83%
Fotovoltaica	FOT NC=0.25	1.11%	1.95%	3.52%
	FOT NC=1	3.46%	6.54%	11.41%
	FOT NC=2	6.36%	11.93%	19.81%

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

Cuadro A.4-5
Reducción de pérdidas de energía para diversas tecnologías para el ST 3

Tecnología de generación	Nivel de capacidad	5 años	10 años	15 años
Microturbina a gas	MTG NC=0.25	0.38%	0.51%	0.74%
	MTG NC=1	1.49%	2.10%	3.01%
	MTG NC=2	2.94%	4.12%	5.94%
Eólica	EOL NC=0.25	0.07%	0.18%	0.43%
	EOL NC=1	0.26%	0.69%	1.63%
	EOL NC=2	0.52%	1.37%	3.20%
Fotovoltaica	FOT NC=0.25	1.23%	2.20%	3.57%
	FOT NC=1	4.28%	7.39%	11.76%
	FOT NC=2	7.98%	13.00%	19.94%

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

ACÁPITE 4-3

Impacto de la generación distribuida en el mercado mayorista

Los siguientes cuadros muestran el resultado del impacto de la generación distribuida sobre coste marginal del sistema y el margen de reserva.

De los cuadros A.4-6, A.4-7 y A.4-8 se observa que la implementación con generación distribuida mediante microturbinas a gas permite disminuir el costo marginal en el mercado mayorista, incentivando que la compra de energía sea más económica. Los resultados son similares con generación fotovoltaica y eólica. Con la generación distribuida se reduce la demanda neta del mercado mayorista, experimentando un incremento del margen de reservaⁱⁱⁱ. Los cuadros A.4-9, A.4-10 y A.4-11 muestran los cambios en el margen de reserva con un nivel de capacidad igual a 1.

Cuadro A.4-6
Costo marginal de la generación distribuida con microturbina a gas

Horizonte	Actual	5 años	10 años	15 años
Sin microturbina a gas (US\$/MWh)	30.13	25.13	20.00	26.10
Con microturbina a gas (US\$/MWh)	-	24.09	20.00	23.68
Diferencia (%)		-4.14%	0.00%	-9.27%

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

Cuadro A.4-7
Costo marginal de generación de la generación distribuida con fotovoltaica

Horizonte	Actual	5 años	10 años	15 años
Sin fotovoltaica (US\$/MWh)	30.13	25.13	20.00	26.10
Con fotovoltaica (US\$/MWh)	-	24.68	20.00	21.92
Diferencia (%)		-1.79%	0.00%	-16.02%

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

Cuadro A.4-8
Costo marginal de generación de la generación distribuida con eólica

Horizonte	Actual	5 años	10 años	15 años
Sin eólica (US\$/MWh)	30.13	25.13	20.00	26.10
Con eólica (US\$/MWh)	-	24.24	20.00	24.24
Diferencia (%)		-3.54%	0.00%	-7.13%

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

Cuadro A.4-9
Margen de reserva de capacidad con generación distribuida con microturbina a gas

Horizonte	Presente	5 años	10 años	15 años
Demanda punta sin microturbina a gas (MW)	4618.67	7781.50	10 151.77	13 236.12
Demanda punta con microturbina a gas (MW)	n/a	7672.08	9866.27	12 701.40
Capacidad instalada (MW)	6420.80	11 706.30	15 337.30	18 272.30
Margen de reserva sin microturbina a gas (MW)	1802.13	3924.80	5185.53	5036.18
Margen de reserva sin microturbina a gas (% sobre la capacidad)	28.07%	33.53%	33.81%	25.56%
Margen de reserva con microturbina a gas (MW)	n/a	4034.22	5471.03	5570.90
Margen de reserva con microturbina a gas (% sobre la capacidad)	n/a	34.46%	35.67%	30.49%
Diferencia (MW)	n/a	109.42	285.50	534.72
Diferencia (%)	n/a	2.79%	5.51%	10.62%

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

Cuadro A.4-10
Margen de reserva de capacidad de generación
con generación distribuida con fotovoltaica

Horizonte	Presente	5 años	10 años	15 años
Demanda punta sin fotovoltaica (MW)	4618.67	7781.50	10 151.77	13 236.12
Demanda punta con fotovoltaica (MW)	n/a	7771.00	10 124.30	13 182.52
Capacidad instalada (MW)	6420.80	11 706.30	15 337.30	18 272.30
Margen de reserva sin fotovoltaica (MW)	1802.13	3924.80	5185.53	5036.18
Margen de reserva sin fotovoltaica (% sobre la capacidad)	28.07%	33.53%	33.81%	27.56%
Margen de reserva con fotovoltaica (MW)	n/a	3935.3	5212.94	5089.78
Margen de reserva con fotovoltaica (% sobre la capacidad)	n/a	33.62%	33.99%	27.86%
Diferencia (MW)	n/a	10.5	27.47	53.6
Diferencia (%)	n/a	0.27%	0.53%	1.06%

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

Cuadro A.4-11
Margen de reserva de capacidad de generación
con generación distribuida eólica

Horizonte	Presente	5 años	10 años	15 años
Demanda punta sin eólica (MW)	4618.67	7781.50	10 151.77	13 236.12
Demanda punta con eólica (MW)	n/a	7729.34	10 015.65	12 969.91
Capacidad instalada (MW)	6420.80	11 706.30	15 337.30	18 272.30
Margen de reserva sin eólica (MW)	1802.13	3924.80	5185.53	5036.18
Margen de reserva sin eólica (% sobre la capacidad)	28.07%	33.53%	34.00%	27.56%
Margen de reserva con eólica (MW)	n/a	3976.96	5321.65	5302.39
Margen de reserva con eólica (% sobre la capacidad)	n/a	33.97%	35.00%	29.02%
Diferencia (MW)	n/a	52.16	136.12	266.21
Diferencia (%)	n/a	1.33%	2.62%	5.29%

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

Como se esperaba, los resultados muestran el incremento en el margen de reserva, permitiendo la mayor capacidad de respuesta del sistema. Este incremento es mayor para tecnologías fotovoltaicas, eólica y microturbina a gas.

Notas del anexo.

ⁱ En octubre de 2016, Edelnor cambió su nombre a Enel Generación.

ⁱⁱ Las microturbinas a gas son instaladas en clientes industriales, la generación eólica en clientes de media tensión y la generación solar en clientes de media y baja tensión.

ⁱⁱⁱ Diferencia entre la demanda de hora punta y la capacidad instalada de generación.

05 | DEMANDA DE ENERGÍA LIMPIA

ENERGÍA RENOVABLE PARA EL TRANSPORTE URBANO





DEMANDA DE ENERGÍA LIMPIA

Energía renovable para el transporte urbano

El sector transporte aporta, aproximadamente, 20.1% del total de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) al mundo, el principal gas de efecto invernadero. En Perú, dicho sector representa el 41.7% del total de emisiones de CO₂ (Banco Mundial, 2013). El transporte es el único sector importante en el que las emisiones de GEI siguen aumentando, y es el de más rápido crecimiento en el consumo de combustibles. Es por eso que la reducción de las emisiones de CO₂ es un reto cada vez mayor.

Foto: Estación de carga Eléctrica para Autos. Fuente: Shutterstock.



Foto: Tranvía en Barcelona (Tren Eléctrico), España. Fuente: Shutterstock.

CAPITULO-05

DEMANDA DE ENERGÍA LIMPIA

Energía renovable para el transporte urbano

El transporte urbano puede ser una fuente potencial de demanda de energía limpia a futuro a pesar de ser uno de los sectores que más emisiones de gases de efecto invernadero aporta. Esto sería posible debido al avance tecnológico que apuesta por el desarrollo de vehículos y trenes eléctricos. El presente capítulo analizará las estrategias para un sistema de transporte sostenible en el Perú y se hará una revisión de la tendencia mundial del transporte eléctrico en el mundo.

5.1. IMPORTANCIA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA LIMPIA

El incremento del transporte de carga y pasajeros provocado por el crecimiento económico, aumenta el riesgo de contaminación y de congestión en las carreteras y vías urbanas. Los gobiernos del mundo trabajan hacia una forma de movilidad sostenible, energéticamente eficiente y respetuosa con el ambiente. El objetivo es reducir los efectos adversos relacionados con la movilidad. Esto significa el desarrollo de la intermodalidad, entendida como la combinación de distintos modos de transporte en un mismo viaje. Las innovaciones técnicas, el desarrollo de infraestructura y un cambio hacia modos eficientes de energía menos contaminantes, contribuirán a una movilidad más sostenible.

A fin de mitigar la contaminación generada por el transporte, los gobiernos adoptaron una serie de medidas, como la aplicación

de normas de emisión más estrictas para los vehículos, la eliminación de los vehículos antiguos de las carreteras, la implantación de infraestructura de transporte masivo (metro), combustible sustitutos, entre otras.

En la actualidad, vivimos en un mundo cada vez más urbano. Por primera vez en la historia más de la mitad de la población mundial vive en ciudades. Para 2050, esta cifra alcanzará casi el 70%. Según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE, 2015), al finalizar este “siglo metropolitano”, la mayor parte del proceso de urbanización de nuestro planeta probablemente habrá concluido y, para 2100, cerca del 85% de la población mundial vivirá en ciudades. Esta urbanización acelerada se presenta, sobre todo, en los países de Asia.

El mayor consumo energético en el sector transporte vendrá de Asia Pacífico, América del Sur y América Central (ver gráfico 5-1). Actualmente, el transporte en el mundo es fósil y depende en 95% del petróleo (ver gráfico 5-2).



El incremento del transporte de carga y pasajeros provocado por el crecimiento económico y la mayor población, aumenta el riesgo de contaminación y de congestión en las carreteras y vías urbanas.



La mayor urbanización y el incremento de la clase media producirán más demanda de movilidad y uso de vehículos privados a nivel mundial. Según McKinsey, para el 2030, es probable que más de dos mil millones de personas ingresen a la clase media, con lo cual la demanda de automóviles aumentará y, como consecuencia, se espera que las ventas a 2025 alcancen 125 millones de autos.

La mayor urbanización y el incremento de la clase media producirán más demanda de movilidad y uso de vehículos privados. Para 2030, es probable que más de dos mil millones de personas ingresen a la clase media, con lo cual la demanda de automóviles aumentará y, como consecuencia, se espera que las ventas alcancen 125 millones de autos para el 2025 (McKinsey & Company, 2015).

Se señala como efecto umbral a los cambios en los patrones de consumo ante ingresos en el Producto Bruto Interno (PBI) *per cápita*. Esto ocurre desde un ingreso bajo (menos de US\$ 3000 anual) a un ingreso medio (entre US\$ 9000 - US\$ 15 000 anual). A 2017, se espera que el Perú supere los US\$ 10 mil de ingreso *per cápita* (ver gráfico 5-3). Asimismo, la mayor demanda de servicios de movilidad aérea, marina y terrestre se verá beneficiada por el bono demográfico, con el que un número importante de personas se insertará al mercado laboral hacia 2020. El

Perú, entre 2010-2020, alcanzará una tasa de crecimiento anual de las personas en edad de trabajar de 1.5%, ubicándose por encima de sus pares de la región (ver gráfico 5-4).

De esta forma, las ciudades en el mundo se enfrentan cada vez más a problemas causados por el transporte y el tráfico. La cuestión de cómo mejorar la movilidad y, al mismo tiempo, reducir la congestión, los accidentes y la contaminación, es un reto común.

La movilidad urbana de personas puede tomar diferentes métodos. Los viajes urbanos se distribuyen en una gama de modos disponibles (denominada división modal), dependiendo de la competitividad de cada una de las alternativas. Así, cada viaje motorizado emite gases de efecto invernadero (GEI) y la cantidad de emisiones depende, en gran medida, de la cantidad y

la intensidad de GEI del combustible usado, o la eficiencia del parque de vehículos y la intensidad energética del combustible utilizado. Finalmente, el comportamiento del conductor también afecta el uso del combustible. A partir de cierta velocidad umbral, el consumo de combustible se hace significativamente más alto.

Un sistema eficaz de transporte es un factor que incide en la competitividad de las ciudades, proporciona acceso a empleo, educación y salud. Sin embargo, en muchas ciudades, la población sufre de problemas de salud debido a los gases de escape y el ruido causados por el transporte. Asimismo, la congestión representa un costo financiero considerable para los agentes. Los sistemas de transporte basados en el automóvil privado generan altos niveles de congestión y emisión de GEI (especialmente dióxido de carbono, CO₂). Asimismo, en muchas ciudades,

millones de personas en situación de pobreza están excluidas del transporte seguro y eficiente, ya que no tienen los medios para adquirir un vehículo y deben confiar en un ineficiente e inseguro sistema de transporte público. Además, la infraestructura para peatones y ciclistas se encuentra en mal estado o es inexistente.

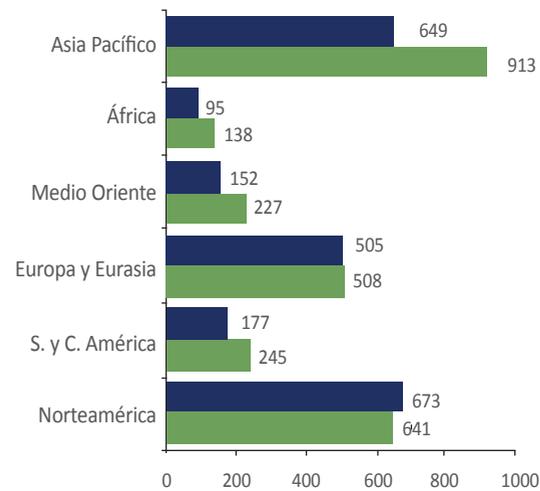
Así, la finalidad de un sistema de transporte es promover el desarrollo sostenible desde un punto de vista social, ambiental y económico. La infraestructura urbana debe desarrollarse para soportar tal aumento de vehículos en carretera. Sin las medidas adecuadas, la congestión puede costar entre 2% y 4% del PBI nacional, estimado como el tiempo perdido, el combustible desperdiciado y el aumento del costo de hacer negocios. El transporte genera emisiones de GEI y, como consecuencia, el *smog* puede generar graves problemas de salud pública. La Organización Mundial de la Salud (OMS)¹

estimó en 2014 que siete millones de muertes prematuras son atribuibles a la contaminación del aire, y una proporción significativa es el resultado del tránsito urbano.

El cambio en el modo de transporte hacia sistemas más eficientes, como el metro o sistemas de buses avanzados, puede jugar un papel importante en la mitigación de las emisiones de CO₂. En el recuadro 5-1 se hace referencia al sistema de transporte de Lima. Su mayor uso puede producir importantes beneficios en un menor tráfico, emisiones menos contaminantes y ciudades más amigables con el ciudadano.

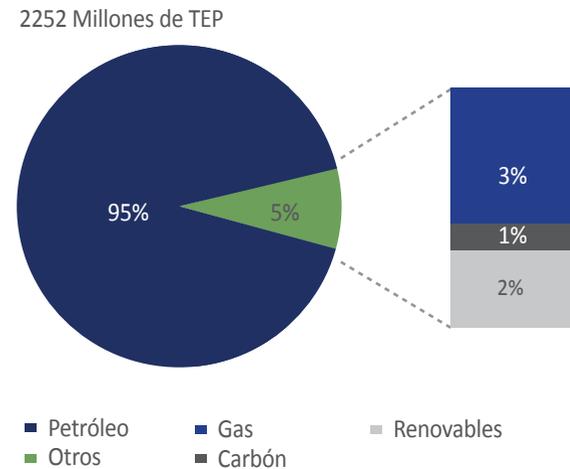
Una serie de políticas está siendo introducida para la mejora de la movilidad urbana. El presente capítulo se centra en el desarrollo del transporte público eléctrico y en el automóvil eléctrico.

Gráfico 5-1
Consumo energético del sector transporte por región (millones de toneladas equivalentes de petróleo, 2012 y 2025)



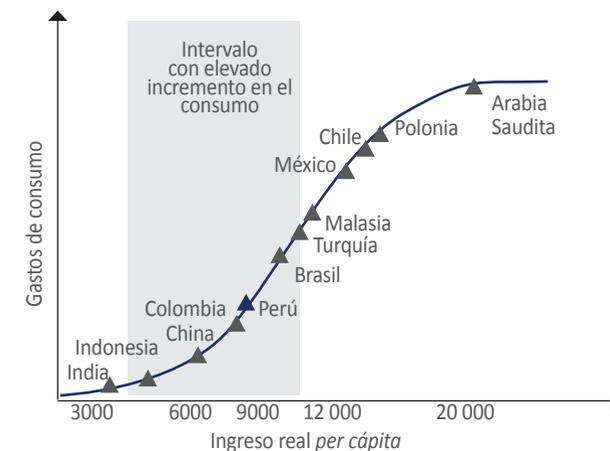
Fuente: MEM (2012). Elaboración: GPAE- Osinermin.

Gráfico 5-2
Transporte en el mundo: consumo por tipo de combustible (participación %, millones de toneladas equivalentes de petróleo)



Fuente: MEM (2012). Elaboración: GPAE- Osinermin.

Gráfico 5-3
Mundo: ingreso real per cápita y gasto de consumo de los hogares (US\$ constantes 2005 PPP)



PPP: Paridad de Poder de Compra
Fuente y elaboración: HSBC (2012).

Gráfico 5-4
Mundo: incremento de la población en edad de trabajar (Var. % promedio anual, 2010-2020)



Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: Osinermin.

RECUADRO 5-1

El transporte en la ciudad de Lima



Foto: Vehículo eléctrico. Fuente: Shutterstock.

La ciudad de Lima presenta problemas en la movilidad urbana y, principalmente, en el transporte público. Esta situación afecta, sobre todo, a los sectores de menores recursos y genera fuertes externalidades negativas. El área metropolitana de Lima presenta dificultades estructurales en la organización de su transporte y tránsito: el servicio de transporte público es deficiente, los tiempos de viaje son elevados, existe un alto número de accidentes y una significativa contaminación generada por el parque automotor.

Con una población de 8.9 millones de habitantes y una alta densidad poblacional, el Área Metropolitana de Lima (AML) es el principal centro urbano del Perú y uno de los centros financieros más importantes de América Latina (ver **gráfico 5-5**). Asimismo, en el **gráfico 5-6** se observa el crecimiento de la Red Vial Nacional. El sistema de transporte público del AML se encuentra conformado por: i) autobuses convencionales de edad promedio superior a los 20 años; ii) un sistema de transporte público, *Bus Rapid Transit* (BRT), conocido como Metropolitano, el cual opera sobre un corredor exclusivo con 38 estaciones y cuenta con buses alimentadores; iii) la Línea 1 del Tren Eléctrico de Lima (TEL) con una longitud de 21.5 km en superficie y 16 estaciones; y iv) camionetas rurales, conocidas popularmente como combis.

El transporte público es el responsable del 36% de las emisiones de CO₂ que se emiten en el país, por lo que el Observatorio Ciudadano Lima Cómo Vamos considera que la implementación de un transporte público masivo favorecerá la reducción de 85 mil toneladas de CO₂ anuales en los próximos 10 años.

El notable incremento del número de vehículos motorizados en Perú durante las dos últimas décadas ha contribuido al deterioro en la calidad del aire en el Perú. De tal forma, en las áreas urbanas, los vehículos de baja emisión presentan una opción para reducir las emisiones de CO₂, al mismo tiempo que mantienen la movilidad de las personas.

La organización del transporte público afecta, especialmente, la movilidad de los sectores de menores recursos: el costo del transporte urbano en un hogar de bajos ingresos llega a 17% de los gastos mensuales, superando a los otros servicios públicos domiciliarios. Las tarifas de Lima, comparadas con las de otras ciudades de la región, son relativamente altas: en términos reales, la tarifa adulta se encuentra entre US\$ 0.30 y US\$ 0.40. Los gastos por desplazamientos en la ciudad representan,

El costo del transporte urbano en un hogar de bajos ingresos llega a

17%

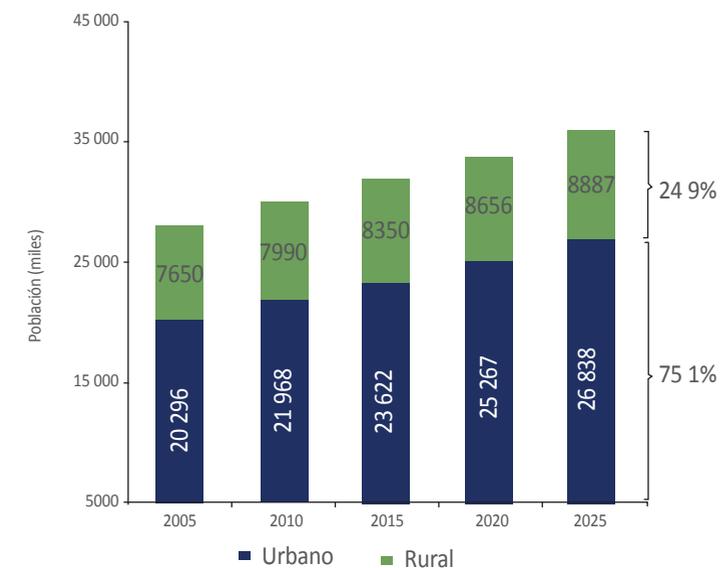
de los gastos mensuales, superando a los otros servicios públicos domiciliarios.

Las tarifas de Lima, comparadas con las de otras ciudades de la región, son relativamente altas: en términos reales, la tarifa adulta de transporte público se encuentra entre

US\$ 0.30 y US\$ 0.40

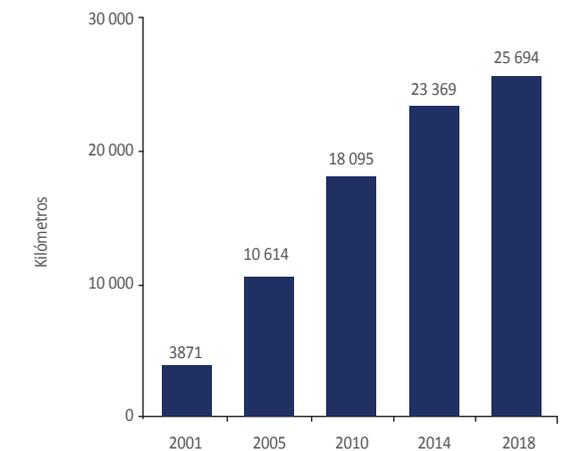
en promedio, 14% de los ingresos de los hogares, y en el quintil de menores ingresos llegan a 18%, de acuerdo con las estadísticas del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

Gráfico 5-5
Coeficiente de urbanización del Perú



Fuentes y elaboración: INEI y MTC.

Gráfico 5-6
Crecimiento de la red vial nacional



Fuentes y elaboración: INEI y MTC.



Foto: Tranvía sobre puente (Tren Eléctrico), Barcelona-España. Fuente: Shutterstock.

Un sistema de transporte público eficiente provee una alternativa real al uso de transporte particular, por lo cual tiene el efecto de aliviar el tráfico y la dependencia del automóvil, así como reducir las emisiones de GEI.

5.2. CAMBIOS EN EL MODO DE TRANSPORTE (MODAL SHIFT)

Los sistemas de transporte urbano son complejos. Es difícil modificarlos sin crear efectos negativos o no intencionados para algunos usuarios, o para las relaciones sociales y económicas en determinada ciudad. El transporte urbano de pasajeros es proporcionado por una variedad de modos diferentes (coches, autobuses, carriles, tranvía, ciclismo, peatones, entre otros), que se complementan y compiten parcialmente entre sí.

La participación modal refleja la contribución de cada medio de transporte en la movilidad de los habitantes de las ciudades, y está en función de la escala urbana, la geografía urbana, la economía, el uso de la tierra y el comportamiento de los agentes. Al mismo tiempo, las políticas públicas juegan un rol

muy importante para determinar el modo de transporte preponderante de las ciudades. En un espacio urbano, el incremento de los vehículos con un reducido nivel de emisión y el uso de transporte público pueden generar beneficios en la mitigación del cambio climático. Se ha realizado una serie de estudios que mide el cambio en la modalidad de transporte de los habitantes sobre las emisiones de CO₂.

El transporte público puede ser una solución efectiva para el creciente tráfico vehicular y la emisión de GEI en áreas metropolitanas. Un sistema de transporte público eficiente provee una alternativa real al uso de transporte particular, por lo cual tiene el efecto de aliviar el tráfico y la dependencia del automóvil, así como reducir las emisiones de GEI. Una de las desventajas del transporte público, sin embargo, si se compara con el automóvil

privado, es la imposibilidad de ofrecer un servicio directo de puerta a puerta. Los pasajeros deben caminar o utilizar servicios alimentadores para ingresar o egresar.

En la presente sección se citarán algunos documentos que evalúan los potenciales efectos positivos de políticas que tienen como fin el uso de tecnologías más eficientes en los automóviles, o el cambio modal de transporte privado a transporte público.

De esta forma, Vincent y Jerram (2006) examinaron el BRT como una estrategia a corto plazo para reducir las emisiones de CO₂ en una ciudad de tamaño medio de los Estados Unidos. Así, los autores compararon las emisiones esperadas en tres escenarios para satisfacer la demanda de viajes por trabajo, y se calcularon las emisiones para cada escenario. Los autores señalaron que un sistema BRT ofrece potenciales beneficios en la mitigación de CO₂ en las ciudades relativas al transporte.

Wright y Fulton (2005) desarrollan una metodología que calcula las emisiones de

carbono como una función del número de vehículos, la distancia promedio recorrida y factores de emisión de los combustibles. Ellos utilizaron esta metodología para el sistema BRT, asumiendo que el transporte privado permanece estable. Asimismo, la International Energy Agency (IEA) (2002) señala que un autobús eficiente puede reemplazar de cinco a 50 automóviles en términos de uso de la energía y la ocupación de la tierra.

El desarrollo de vehículos limpios es una necesidad para: i) reducir las emisiones de gases contaminantes y proteger la salud de los habitantes de las ciudades, y ii) reducir la factura de energía ligada a los hidrocarburos (ver **ilustración 5-1**, donde se refieren las medidas para mitigar emisiones de CO₂).

En general, los estudios analizan los efectos de las políticas de transporte en el reparto

modal de pasajeros, señalando que el cambio en la forma de transporte puede ocasionar una reducción significativa en la emisión de CO₂. En las siguientes secciones se describirá el desarrollo del sistema de transporte masivo eléctrico y los automóviles eléctricos.

5.3. TRANSPORTE MASIVO ELÉCTRICO EN EL PERÚ

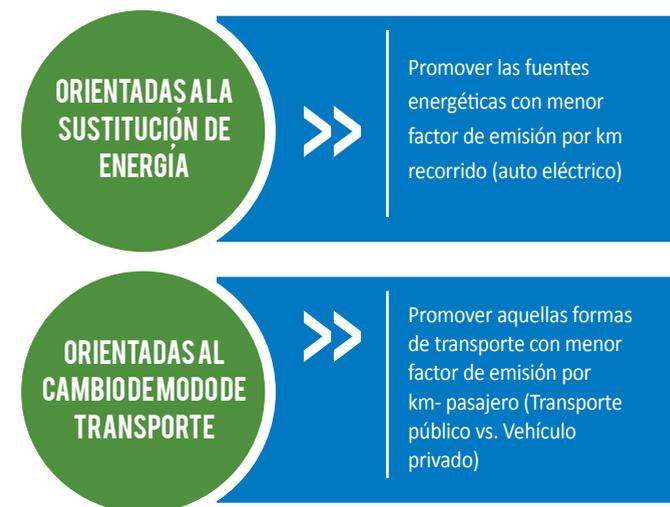
El uso de transporte masivo es visto como una estrategia para la reducción de los GEI. Una de las estrategias es el cambio en el modo de transporte de los ciudadanos, desde autos particulares a unidades de transporte masivo. El alto nivel de utilización del transporte privado genera, además de mayores emisiones de GEI, altos niveles de congestión vehicular, inseguridad vial y la pérdida de horas-hombre en transporte. En comparación con otros medios de transporte, el metro presenta

menores emisiones por pasajero transportado (ver **gráfico 5-7**). 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 kilómetros y transportar pocos pasajeros (ver **mapa 5-1**).

El cálculo del factor de emisión del metro está relacionado con la emisión de CO₂ por kWh utilizado. Los sistemas de metro suelen ser grandes consumidores de electricidad. El metro de Londres consume más de 1 TWh al año, lo cual representa un 2.8% de todo el consumo de la ciudad.

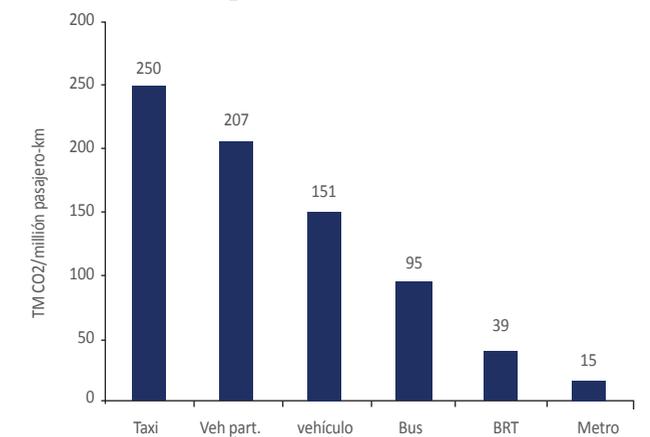
El metro es el medio de transporte público con mayor número de pasajeros transportados por kilómetro recorrido; utiliza la electricidad como insumo energético para su funcionamiento,

Ilustración 5-1
Medidas para mitigar emisiones de CO₂ en el sector transporte



Fuente y elaboración: Tamayo (2014).

Gráfico 5-7
Emisiones /Millón de pasajero transportado en Lima (TM CO₂ /Millón pasajero-km)



Fuente y elaboración: Tamayo (2014).

convirtiéndose así en el medio de transporte menos contaminante por km/pasajero. Por ello, en el Perú, se emitió el Decreto Supremo (D.S.) N° 059-2010-MTC, aprobándose 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, y el proyecto en

conjunto entrará en funcionamiento en 2020. La Línea 3 conectará la zona de Puente Piedra con Lima-Cercado y Surco.

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 al uso 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.

Análisis de la incorporación de los vehículos eléctricos en el Perú

A la fecha, en el país no existen políticas oficiales relacionadas a la implementación

Mapa 5-1
Proyecto Red Básica del Metro de Lima



Fuente y elaboración: Ministerio de Transportes y Comunicaciones.



Foto: Fuente de alimentación para carga de un coche eléctrico. Fuente: Shutterstock.

de los vehículos eléctricos (VE). No obstante, en 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) llevó a cabo un estudio para el diagnóstico e implementación de las redes eléctricas inteligentes (REI) en el Perú, realizado por la empresa Indra, tal como se detalló en el capítulo 4. En dicho estudio se analizaron casos relacionados a la implementación de medidores inteligentes, generación distribuida y vehículos eléctricos.

En lo que respecta al VE, se determinó que las principales barreras para su implementación radican en su elevado precio y la autonomía del vehículo, es decir, la cantidad de kilómetros que se puede recorrer una vez se ha cargado completamente la batería del VE². Asimismo, barreras adicionales surgen debido al desconocimiento o falta de confianza de los

usuarios sobre los beneficios que genera la utilización de los VE, como la mitigación del cambio climático, la menor dependencia del petróleo, incrementos en los niveles de seguridad energética y la implementación de energías renovables.

Impactos de la implementación de los VE

El impacto de los VE en el sistema energético depende del nivel de penetración y las características de uso. Diversos estudios recomiendan, en un inicio, limitar la autonomía del VE a un desplazamiento inferior a los 100 km, con el fin de disminuir los requerimientos de tamaño y peso de la batería y, así, reducir los costos.

En lo concerniente a la recarga de la batería, se recomienda emplear procesos lentos, que no requieran grandes cambios en las



El desarrollo de vehículos limpios es una necesidad para: i) reducir las emisiones de gases contaminantes y proteger la salud de los habitantes de las ciudades, y ii) reducir la factura de energía ligada a los hidrocarburos.

En nuestro país hay oportunidades para implementar los vehículos eléctricos. Podría impulsarse un marco legal favorable para la demanda de coches eléctricos por parte de los usuarios.

instalaciones domésticas. Nótese que una recarga lenta significaría un periodo de seis a siete horas. Este proceso implicaría que el VE sería empleado en las horas del día y recargado durante la noche. De esta forma, el aumento de la demanda de electricidad para la recarga de los VE no afectaría el periodo de demanda punta, que ocurre entre las seis y 11 de la noche, por lo que no sería necesario incrementar la capacidad de generación; la máxima demanda no se vería afectada y la

oferta existente sería suficiente para seguir abasteciendo el mercado. Considerando estos supuestos anteriores, la implementación de los VE generaría los siguientes impactos (ver **ilustración 5-2**).

- 1. Impacto en la red.** Bajo el supuesto de que la máxima demanda no variará, la composición del parque de generación no se vería entonces afectada. Sin embargo, la red experimentaría un aumento en las pérdidas técnicas de energía debido a una mayor demanda de electricidad.
- 2. Impacto en la generación.** El incremento de la demanda agregada de electricidad en el mercado puede afectar al costo marginal de generación y al margen de reserva del sistema.

3. Impacto en el ambiente. Este impacto se manifiesta de dos maneras. Primero, se produce una reducción de las emisiones de contaminantes por el menor uso del transporte en base a combustibles derivados del petróleo. En segundo lugar, también se debe considerar que la mayor generación de electricidad implica un aumento en las emisiones de CO₂ en el sector eléctrico. En consecuencia, se deben considerar estos dos aspectos para determinar el impacto neto en las emisiones.

4. Impacto para los consumidores. El principal beneficio para los usuarios es la reducción en el gasto de combustibles para el transporte. Sin embargo, esto se debe contrapesar con el aumento en la facturación de energía eléctrica y el elevado

costo fijo de adquirir el VE. Según el estudio de Indra (2012), para el mercado peruano, el precio de un vehículo eléctrico es mayor en alrededor de US\$ 7000, y el ahorro anual en la operación y mantenimiento sería de US\$ 1327.

Comparación de los costos de un vehículo eléctrico y un vehículo convencional

Siguiendo el análisis desarrollado en Vilcachagua (2013), se comparó el precio promedio y los costos de operación y mantenimiento de un vehículo eléctrico y un vehículo convencional con motor de combustión interna. Se asumió un recorrido promedio anual de 1500 km durante un periodo de 10 años. Como se muestra en el **cuadro 5-1**, el costo total anual de operación y mantenimiento del VE asciende a US\$ 542, mientras que para el vehículo convencional asciende a US\$ 1860, generándose así un ahorro anual de US\$ 1318.

Sin embargo, el precio del VE con respecto al vehículo convencional es mayor en US\$ 8800. Por lo tanto, para determinar que el vehículo (eléctrico o convencional) representa menores costos, se calcula el valor presente de los flujos de costos de ambos vehículos, asumiendo una vida útil de 10 años y considerando distintos niveles de tasa de interés. De esta forma, el valor presente de los costos del VE es menor si se considera una tasa de interés inferior al 9% (ver **cuadro 5-2**).

• Acciones de política

Con el fin de incentivar la adopción de VE, el Estado podría promover el acceso a financiamiento a una tasa de interés menor al 9% anual (a la fecha las tasas de interés vehicular están alrededor de 20% anual, incluyendo seguros); de esta forma, el costo total de los VE sería menor al costo de los vehículos convencionales. Otra alternativa sería

crear un bloque horario con tarifas menores para el periodo de carga de los VE (de 11 de la noche a siete de la mañana). Así se reducirían los costos de operación y mantenimiento de los VE. Adicionalmente, el Estado podría apoyar el despliegue de la infraestructura de carga (lugares equipados para la recarga de las baterías de los vehículos) en los domicilios, en el trabajo o en lugares públicos. Asimismo, podría brindar exoneraciones tributarias en la compra de los VE.

5.4. NUEVO CONTEXTO MUNDIAL HACIA EL MAYOR CONSUMO ELÉCTRICO Y MENOR CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

Nos encontramos en un contexto de mayor desarrollo de medios de transporte eléctrico en medio de: i) una mejora de la tecnología mundial y una reducción de los costos de las baterías, ii) los menores gastos en combustibles para transportes, iii) los cambios del patrón de consumo mundial y iv) los compromisos de los países en la COP21 para limitar el incremento de la temperatura a nivel global. La mayor expansión de vehículos eléctricos

a nivel mundial podría modificar la demanda energética de combustibles fósiles a energía limpia.

Mejora de la tecnología mundial y reducción de los costos de las baterías

Las tecnologías en los medios de transporte (vehículos y tren eléctrico) que usan energía limpia han sido desarrolladas, sobre todo, en economías como Estados Unidos, Japón, Unión Europea y China. Los cambios tecnológicos han permitido producir vehículos eléctricos híbridos y enchufables (ver **recuadro 5-2**) y baterías de los vehículos eléctricos con mayor duración de energía. En el caso del tren, el avance tecnológico se enfocó en el desarrollo de líneas ferroviarias de alta velocidad (por encima de 500 kilómetros por hora) y el uso de energía magnética (imán) y eléctrica, en lugar de combustibles fósiles. Por ejemplo, en 2015, el tren japonés de levitación magnética (Maglev, por sus siglas en inglés) alcanzó una velocidad récord de 603 kilómetros por hora⁴.

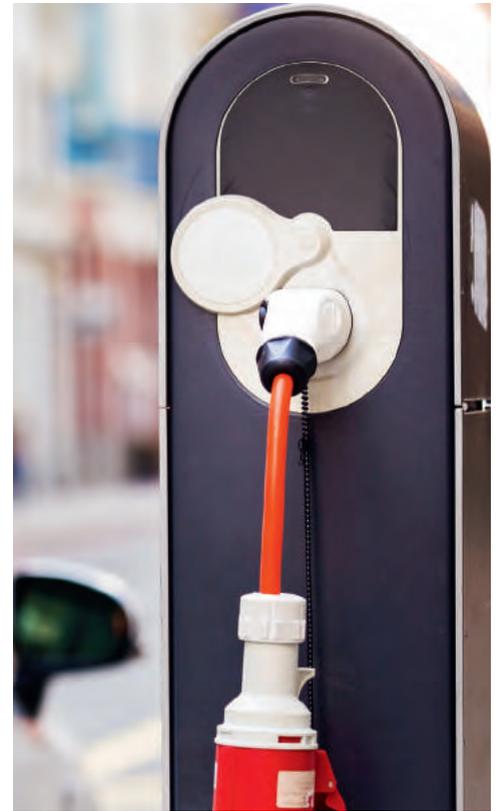
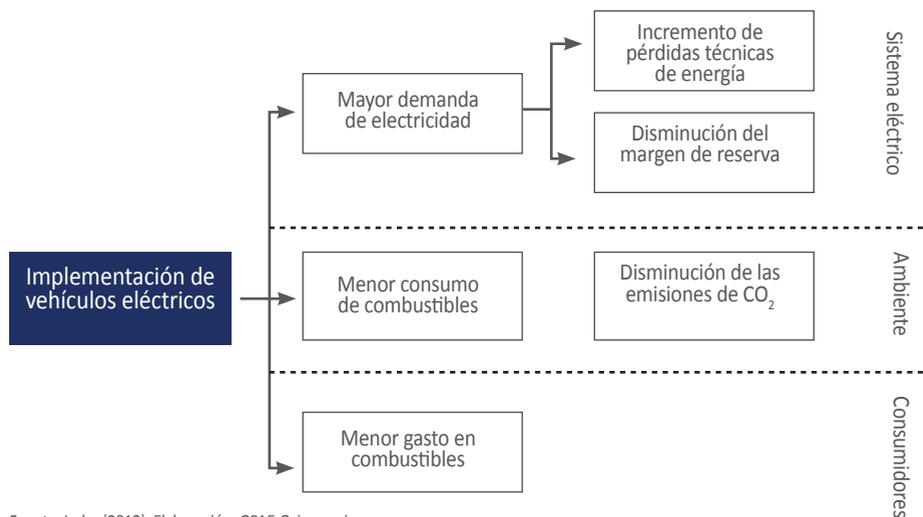


Foto: Estación de carga del coche eléctrico. Fuente: Shutterstock.

Ilustración 5-2 Impactos de la implementación del vehículo eléctrico



Fuente: Indra (2012). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 5-1 Costo de operación y mantenimiento de VE y un vehículo convencional, en dólares

Concepto	Vehículo eléctrico	Vehículo convencional
Tasa de consumo energético ³	17.4 kWh/100 km	3.4 galón/100 km
Recorrido promedio anual	15 000 km	15 000 km
Costo energético – 2016	0.15 US\$/kWh	3.06 dólares/galón
Costo operación anual	392	1546
Costo mantenimiento anual	150	300
Costo total anual	542	1860
Precio del vehículo	31 800	23 000

Fuentes: MEM y Osinermin. Elaboración: GPA-Osinergmin.

Cuadro 5-2 Valor presente de los costos de operación y mantenimiento, en dólares

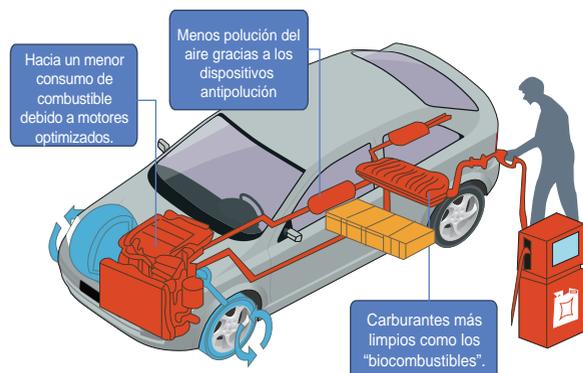
Tasa de interés	Vehículo eléctrico	Vehículo convencional
4%	36 192	38 086
6%	35 785	36 690
8%	35 434	35 481
9%	35 275	34 937
10%	35 127	34 429
12%	34 860	33 509

Fuentes: SCOP y Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

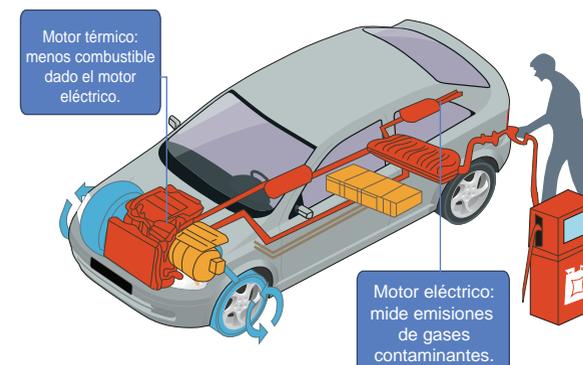
RECUADRO 5-2

Vehículos eléctricos híbridos y enchufables

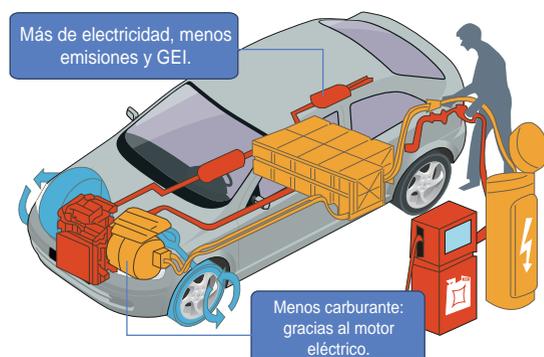
De acuerdo con el U.S. Department of Energy (2015), los vehículos eléctricos usan la electricidad como fuente principal de energía o la utilizan para mejorar la eficiencia de diseños vehiculares convencionales. En las siguientes líneas se muestran los avances que pueden realizarse en los automóviles térmicos para hacerlos más eco-eficientes.



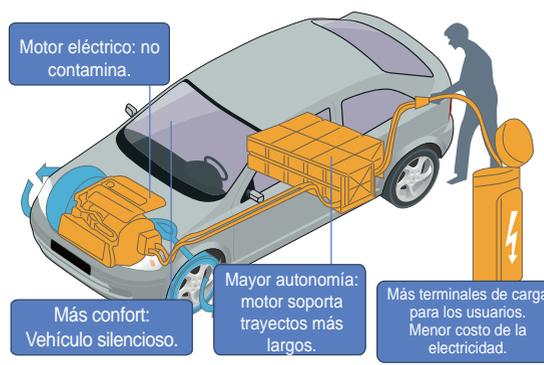
- Vehículos eléctricos híbridos (HEV, por sus siglas en inglés).** Los HEV funcionan con un motor de combustión interna y un motor eléctrico que utiliza energía almacenada en una batería. La batería se carga mediante el frenado regenerativo y por el motor de combustión interna. El vehículo no se puede conectar para cargar la batería.



- Vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV, por sus siglas en inglés).** Los PHEV funcionan con un motor de combustión interna y un motor eléctrico que utiliza energía almacenada en una batería. La batería se puede cargar conectándola a una fuente de energía eléctrica, mediante el frenado regenerativo y el motor de combustión interna.



- Vehículos eléctricos (EV, por sus siglas en inglés).** Los EV funcionan con un motor eléctrico que utiliza energía almacenada en una batería. Las baterías del EV se cargan al conectar el vehículo a una fuente de energía eléctrica y mediante el frenado regenerativo.



Fuente: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Vehicules-propres-les-benefices.html>

Estos cambios tecnológicos han permitido producir vehículos y trenes eléctricos a precios cada vez más competitivos y con diversas innovaciones en el mercado mundial. Las baterías de los vehículos eléctricos antes eran costosas y tenían poca capacidad para almacenar energía, pero la situación a la

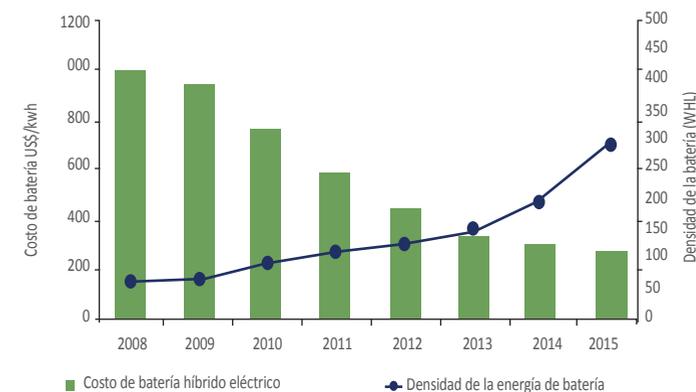
fecha ha cambiado. Según la IEA (2016), el costo de la batería se ha reducido de 2008 a 2015 de US\$/KWh 1000 a cerca de US\$/KWh 300. La densidad de energía de la batería ha aumentado de watt hora por litro (WH/L) de 50 a WH/L 300 en el mismo periodo (ver gráfico 5-8).

Menores gastos en combustibles para transportes

Los costos de energía para un vehículo eléctrico son inferiores a los costos de combustión de un vehículo convencional. Según una estimación realizada por Indra (2012), para el desplazamiento de un vehículo móvil a una distancia de 100 km se requiere un consumo energético de 60 kWh si se emplea un motor de combustión interna y solo 16 kWh si se utiliza un motor eléctrico a batería. Por el lado monetario, el costo de combustible para un motor de combustión es US\$ 11 y para un propulsor eléctrico es US\$ 2.64, considerando la misma distancia. Es decir, en ambos casos se observa que los motores eléctricos son casi cuatro veces más eficientes que los motores de combustión interna (ver gráficos 5-9 y 5-10).

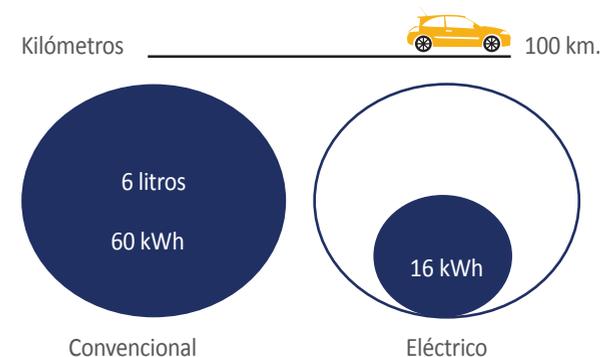
Dado que el consumo energético de un vehículo eléctrico es menor que el de un vehículo a combustión, hay oportunidades para que se pueda desarrollar el mercado de vehículos y del tren eléctrico en el mundo, permitiendo ahorros a los consumidores para transportes.

Gráfico 5-8
Batería para vehículo: costos y densidad



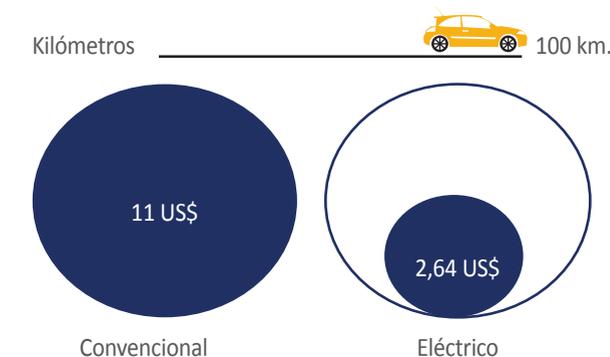
Fuente: IEA (2016). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-9
Consumo energético usando combustible convencional y consumo de vehículo eléctrico para un recorrido de 100 km (KWh)



Fuente: Indra (2012). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-10
Costos de uso de combustible convencional y costos de energía de un vehículo eléctrico para un recorrido de 100 km (US\$)



Cambios del patrón de consumo mundial

En la última década se ha evidenciado un cambio en el patrón del consumo de medios de transporte de combustible fósil a energía limpia. El crecimiento mundial de la última década (principalmente observado en las economías emergentes debido a *boom* de los precios de las materias primas) se ha reflejado en el bienestar de los hogares, con aumentos en el empleo y en el ingreso de las familias, lo cual ha permitido modificar los hábitos de consumo de la población hacia la demanda de vehículos eléctricos (dados los gastos de energía eléctrica relativamente más bajos que los gastos en combustibles líquidos) y la mayor demanda de sistemas de trenes eléctricos (reducción del tiempo de transporte).

La masificación de vehículos eléctricos ha crecido de manera exponencial en los últimos años, y el tren eléctrico (frente al combustible fósil) ha ganado mayor terreno a nivel mundial. En el **recuadro 5-3** se presenta la historia del carro eléctrico. Según la IEA (2016), en 2015, el *stock* mundial de carros eléctricos sobrepasó un millón de unidades, duplicando los niveles de 2014 (ver **gráfico 5-11**). El 80% de los coches eléctricos que actualmente se usa se ubica en Estados Unidos, China, Japón, los Países Bajos y Noruega.

Por otra parte, la participación de la electrificación en las vías ferroviarias supera el 50% en países como Italia, Corea, Japón, Rusia, Alemania, India y los países europeos pertenecientes a la OCDE (ver **gráfico 5-12**).

De acuerdo con la IEA (2015a, con datos de la Unión Internacional de Ferrocarriles), la cuota de las vías de ferrocarril electrificadas ha aumentado en 163% entre 1975 y 2013, a nivel mundial. China y Corea han incrementado su participación en 325% y 343% de 1990 a 2013, respectivamente. En el **recuadro 5-4** se comenta sobre la historia del tren eléctrico.

5.5. COMPROMISOS DE LOS PAÍSES EN LA COP21 PARA LIMITAR EL INCREMENTO DE LA TEMPERATURA GLOBAL

En el marco del Acuerdo de París COP21⁵ de diciembre de 2015, se ha planteado

la necesidad de limitar el incremento de la temperatura global por debajo de dos grados centígrados (2°C). Para ello, se requiere cambios en la trayectoria de emisiones de GEI del sector transportes, lo cual implica el desarrollo de la movilidad eléctrica.

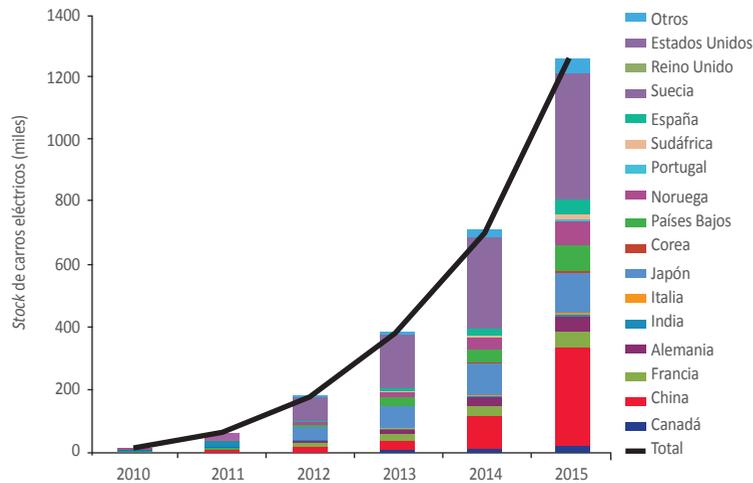
Según la IEA (2015b), para lograr la meta de disminuir el calentamiento global de 2°C, se estima que al menos el 20% de todos los vehículos de carretera (coches de dos, tres y cuatro ruedas, camiones, autobuses y otros) deberá ser eléctrico para 2030. Los vehículos ligeros podrían aumentar a más de 400 millones de vehículos de dos y tres ruedas hacia 2030, por encima de 230 millones en la actualidad, y más de 100 millones de coches en 2030 frente a un millón de hoy.

Cabe mencionar que los vehículos eléctricos son vistos como los mayores contribuyentes de reducción de emisiones de GEI del sector transporte. La IEA (2016) señala que el sector de transporte contribuiría con alrededor de una quinta parte (18%) de la reducción total de emisiones de GEI proveniente del uso de energía hacia 2050. Asimismo, se espera que el crecimiento de las cuotas de mercado de vehículos eléctricos reduzca progresivamente los costos tecnológicos en los próximos años, convirtiendo a los vehículos eléctricos en una opción cada vez más atractiva.



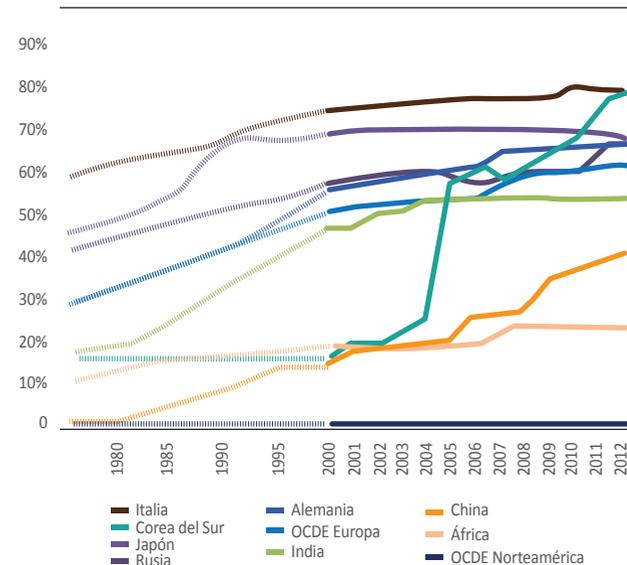
Foto: Estación de carga del coche eléctrico en Wuxi, China. Fuente: Shutterstock.

Gráfico 5-11
Evolución del stock global de carros eléctricos, 2010-15



Fuente: IEA (2016). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-12
Participación de la electrificación en las vías ferroviarias



Fuente: IEA (2015a), con datos de la Unión Internacional de Ferrocarriles. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

La Agencia Internacional de la Energía señala que el sector de transporte contribuiría con alrededor de una quinta parte

(18%)

de la reducción total de emisiones de GEI proveniente del uso de energía hacia 2050.

RECUADRO 5-3

Historia del carro eléctrico

El uso del carro eléctrico no es nuevo. En 1839, Robert Anderson (Escocia) inventó el primer coche eléctrico de la historia. Se trataba de un carruaje equipado propulsado por un motor eléctrico que alcanzaba los 6 km/h, alimentado por una pila de energía no recargable.

En 1839, Robert Anderson de Escocia inventó el primer coche eléctrico de la historia. Se trataba de un carruaje equipado propulsado por un motor eléctrico que alcanzaba los 6 km/h, alimentado por una pila de energía no recargable (llamados vehículos eléctricos a batería).

A finales del siglo XIX, Francia y Gran Bretaña fueron las primeras naciones en apoyar el desarrollo generalizado de vehículos eléctricos.



Flocken Elektrowagen (año 1888) considerado el primer coche eléctrico de fabricación a escala.
Fuente: Coches eléctricos híbridos.



La Jamais Contente fue el primer vehículo eléctrico que superó los 100 km/h.
Fuente: Coches eléctricos híbridos.

En 1899, en Bélgica, se construyó el coche eléctrico de carreras llamado La Jamais Contente, el cual estableció un récord mundial de velocidad terrestre de 100 km/h. Fue diseñado por Camille Jénatzy.

En este contexto, desde principios del siglo XX, los coches eléctricos se impusieron claramente sobre los otros medios de transporte, como los carruajes tirados por caballos. En 1900, en Estados Unidos, se logró que el 30% de los coches fuera eléctrico.

En 1911, Thomas Edison introdujo nuevos modelos de baterías recargables de níquel y hierro, que permitían una autonomía razonable para la época y velocidades de hasta 130 km/h. Este sería el momento de máximo auge de los coches eléctricos, llegando a representar el 90% de las ventas en Estados Unidos, contra un 10% de ventas en coches de gasolina. En aquellos tiempos, estos carros de combustible eran ruidosos, difíciles de conducir por sus rudimentarios sistemas de cambios y con un sistema de arranque mediante manivela que no gustaba nada a las clases altas de la sociedad y consumidores. Sin embargo, el mercado del vehículo cambió en 1912, cuando Henry Ford introdujo el motor de arranque para los coches de gasolina y estos se fabricaron en serie, ampliando así sus prestaciones, comodidad y facilidad de manejo.

A partir de que Henry Ford introdujera el sistema de arranque del motor, el escenario del mercado vehicular cambió del coche eléctrico al coche de combustible. Este contexto coincidió con la caída del precio del petróleo internacional, la precaria distribución de la energía eléctrica y, posteriormente, con el inicio de la Primera y Segunda Guerra Mundial.

Posteriormente, en la década de 1980 y 1990, se mejoró el sistema de los vehículos eléctricos con baterías recargables y enchufables, pero con altos costos para el consumidor. Entre los vehículos eléctricos que se pueden enumerar tenemos: Chevrolet S-10 (100 km, recarga siete horas), Solectria Geo Metro (80 km, recarga ocho horas), Ford Ecostar (112 km/h, hasta 160 km) o Ford Ranger (120 km/h, 105 km).

En la última década del 2000, el avance de la tecnología ha permitido reducir el costo de las baterías y mejorar los diseños de los vehículos eléctricos, siendo estos muy atractivos para los clientes. El uso de vehículos eléctricos se ha podido expandir en todo el mundo, especialmente en Europa, Estados Unidos, China y Japón. Entre los modernos vehículos eléctricos disponibles en el mercado podemos señalar: Toyota RAV4 EV, Honda EV Plus, Ford (Focus-e, Ranger-EV) Nissan Leaf, Volkswagen e-Golf, Mercedes EQ, Renault (ZOE, TWIZY, Kangoo Z.E., SM3 Z.E. y Fluence Z.E.), así como Tesla (modelos S, X y 3).



Producción del Model T de Henry Ford.
Fuente: Coches eléctricos híbridos.



Interior del Mercedes EQ Electric 2016.
Fuente: Designers discovery.

EN LA ÚLTIMA DÉCADA DEL 2000

el avance de la tecnología ha permitido reducir el costo de las baterías y mejorar los diseños de los vehículos eléctricos, siendo estos muy atractivos para los clientes. El uso de vehículos eléctricos se ha expandido en Europa, Estados Unidos, China y Japón.

RECUADRO 5-4

Historia del tren eléctrico

La Revolución Industrial del siglo XVIII exigió formas más eficaces para transportar materias primas hasta las fábricas de producción y, posteriormente, los productos terminados en grandes volúmenes hasta los lugares de distribución y venta al cliente.

El primer medio de transporte que usó ruedas montadas sobre rieles y la fuerza motriz proporcionada por la máquina de vapor fue diseñado por el inglés Richard Trevithick, en 1804. Trevithick adaptó la máquina de vapor utilizada desde principios del siglo XVIII y la usó para bombear agua y así tirar de una locomotora que hizo circular a una velocidad de 8km/h.

El uso de la locomotora mediante la máquina a vapor permitió fabricar el primer tren, usado para transportar 10 toneladas de acero y 70 hombres sobre una vía de 15 km, desde la fundición de Pen-y-Darren, en el sur de Gales (Gran Bretaña).

Desde la década de 1830, la construcción de vías férreas entre ciudades avanzó rápidamente en Europa y muchos de sus países tuvieron un rol protagónico. Su participación estaba orientada a impedir la duplicación innecesaria y garantizar que los ferrocarriles se expandieran de la mejor forma para el desarrollo económico y social de la región.

Gracias a ello, los viajes en tren pronto se hicieron populares y sirvieron como medio de transporte de carga y de pasajeros. Los comerciantes se convencieron de que el transporte de mercaderías por medio del ferrocarril era el mejor de aquella época.



Los primeros días del vapor. Es una escena ficticia de las locomotoras diseñadas por Richard Trevithick. Fuente: ic.pics.livejournal.com.

Época de auge

En la década de 1920, en Estados Unidos se impulsó el desarrollo de locomotoras con chasis articulado. Estas pesaban 500 toneladas y generaban de 7000 a 8000 caballos de fuerza a vapor. Los trenes de pasajeros iban a una velocidad de 145 km por hora. En consecuencia, el interés de los fabricantes de trenes estuvo enfocado en incrementar su velocidad.

Paralelamente, con el desarrollo de la potencia y la velocidad de las locomotoras, los fabricantes mejoraron el ambiente físico del tren brindando mayor comodidad.

Nuevas energías

La competencia del transporte por carretera o agua (tren vs. coche o barco) da inicio a la era de la locomotora equipada con motor diésel, lo que hacía que funcionara sin descanso durante varios días. En este contexto, empezó la decadencia del uso del vapor en favor del desarrollo del diésel y de la electrificación de las líneas ferroviarias.

Nuevas tendencias del tren

En la década de 1960, en Japón se empezó a desarrollar un tren que lograba altas velocidades con poca pérdida de energía, debido a que no hacía contacto con los rieles. Así se inició la era de los trenes de levitación magnética (mediante uso del imán), Maglev, y energía eléctrica con velocidad de 200 km por hora. Del mismo modo, en Europa los trenes llegaron a alcanzar una velocidad entre 160 y 200 km por hora entre los núcleos urbanos cercanos. Los trenes de largo recorrido fueron dotados de aislamiento acústico, aire acondicionado y servicios adicionales para el consumidor exigente.

A inicios de la década de 1990, el tren japonés demostró que las grandes velocidades eran posibles en el futuro, lográndose en dicha oportunidad una velocidad de 270 km por hora. En 1994 otros países habían logrado desarrollar sus propios ferrocarriles Maglev, entre ellos Estados Unidos, Francia, Alemania, Italia y España. En estos momentos su velocidad ha superado los 300 kilómetros por hora.

A inicios de la década del 2000, en un esfuerzo por ganar mercado, China mejoró su tecnología e innovación en trenes y vehículos eléctricos. En 2007, introdujo los trenes de alta velocidad (HSR, por sus iniciales en



Locomotora a diésel sobre riel: material rodante con motor que se utiliza para dar tracción a los trenes. Fuente: wikimedia.

A INICIOS DE LA DECADA DEL 2000,

en un esfuerzo por ganar mercado, China mejoró su tecnología e innovación en trenes y vehículos eléctricos. En 2007, introdujo los trenes de alta velocidad (HSR). El ferrocarril de China es el sistema HSR más largo del mundo y se extiende a 29 de las 33 provincias del país.



Tren Maglev en la estación de Longyang (China). Fuente: Wikimedia.

inglés). El ferrocarril de China es el sistema HSR más largo del mundo y se extiende a 29 de las 33 provincias del país. La red consta de nuevas líneas dedicadas a los pasajeros y líneas interurbanas, junto con líneas mixtas mejoradas de pasajeros y carga. Entre ellas destaca el Maglev de Shanghái, la línea de levitación magnética comercial más veloz del mundo (por encima de 500 km/h).

Finalmente, se debe comentar que el tren cambió el esquema de vida de la población, sobre todo en las sociedades muy urbanizadas, y gracias a la tecnología se ha podido reducir el tiempo y tener una mayor seguridad en el transporte.

5.6. PERSPECTIVAS A FUTURO DE LOS VEHÍCULOS Y TRENES ELÉCTRICOS A NIVEL MUNDIAL

Las perspectivas de expansión de los vehículos eléctricos se mantienen favorables. La reducción de costos de las baterías y el ahorro de gasto para transporte podrían conllevar a una mayor demanda de vehículos eléctricos en los hogares, los mismos que podrían generar una recomposición de los mercados energéticos a nivel mundial de combustibles fósiles a energía limpia.

De acuerdo con Randall (2016), la cantidad de petróleo que se desplazaría por los autos

eléctricos estaría en función de la velocidad de venta de los vehículos. Si el crecimiento de las ventas de vehículos eléctricos creciera 60% en promedio anual (como se observa a la fecha), la demanda de petróleo cambiaría en 2023, desplazando el consumo del crudo a dos millones de barriles por día (actual excedente de crudo en el mercado mundial). Por otra parte, si la venta de vehículos eléctricos creciera a una tasa de 45% anual en promedio, el desplazamiento del consumo del petróleo ocurriría en 2025 (ver **gráfico 5-13**).

Finalmente, cabe resaltar que la mayor expansión del vehículo y tren eléctrico incrementaría la demanda de energía limpia. Esta podría generar oportunidades para las economías emergentes como el Perú, ya que permitiría diversificar sus fuentes energéticas y sostener su oferta de energía a largo plazo.

Noruega es el ejemplo más notorio de una experiencia exitosa en el uso del carro eléctrico (ver **recuadro 5-5**). De esta forma beneficiará a la sociedad con mayor crecimiento (el sector energético crece en línea con el crecimiento del PBI), equidad (beneficia a toda la sociedad) y desarrollo (mejora la vida de las personas que requieren acceso al suministro energético de manera asequible) (Vásquez, 2016).

Como se ha visto en este capítulo, la introducción de los vehículos y trenes eléctricos a gran escala puede permitir desplazar una gran cantidad de combustibles fósiles del mercado e incrementar la demanda de energía limpia en las áreas urbanas en los próximos 20 años. Para administrar toda esta nueva demanda de energía en las redes de distribución eléctrica, resulta indispensable la implementación de sistemas de *smart grids* (redes inteligentes), así como la gestión de fuentes de generación en las ciudades, tal como se explicó en el **capítulo 4** de este libro. Mientras la humanidad transita hacia nuevas formas de transporte urbano y gestión de las redes eléctricas, los combustibles fósiles todavía tendrán un espacio para satisfacer la demanda de transporte.

En este contexto, diversos países han introducido políticas de sustitución de combustibles fósiles por los llamados biocombustibles, el producto del procesamiento de material agrícola para la elaboración de etanol y biodiésel. Por lo general, estos se mezclan con gasolinas y diésel 2, a fin de incrementar su grado de oxigenación y reducir las emisiones de CO₂ cuando son quemados en los motores de combustión interna. En el siguiente capítulo se analizará la situación del mercado de biocombustibles a nivel internacional y sus implicancias para la mitigación de emisiones de GEI en el caso peruano.

RECUADRO 5-5

Una experiencia exitosa de adopción del carro eléctrico

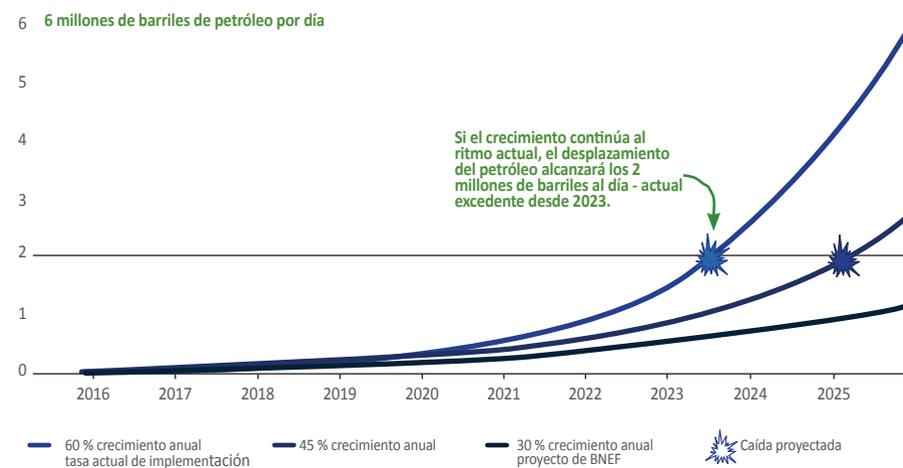
El uso de vehículos eléctricos es una medida importante para mitigar el impacto negativo de la contaminación, producto de las emisiones del transporte convencional de vehículos que poseen motores de combustión interna. La adopción del carro eléctrico en diversos países exhibe progresos importantes en la actualidad, lo cual se refleja en las ventas crecientes en el tiempo. Así, 2016 fue un año en el que se alcanzó un récord de ventas de más de 750 000 unidades vendidas en el mundo.

De acuerdo con lo observado en el **gráfico 5-14**, China es el país que más vehículos eléctricos vende (310 081 unidades); sin embargo, su participación de mercado es aún pequeña (1.31%). En contraste, el país con mayor participación de mercado de vehículos eléctricos en su parque automotor es Noruega, con un 29.1%. Los avances en el uso de estas tecnologías se explican, en buena cuenta, por la implementación de políticas explícitas de los países para promover la demanda de energía limpia.

Los incentivos para promover la adopción de vehículos eléctricos pueden ser de dos tipos: de compra y de uso y circulación. Entre los incentivos de compra se encuentran los impuestos (subsidios) a vehículos que emitan una cantidad de CO₂ mayor (menor) a determinado nivel. Algunos países que siguen esta política son Francia (bonus/malus), Holanda y Suecia. Otros incentivos de compra incluyen exenciones al pago de impuestos de compra o registro de vehículos eléctricos (China, Noruega, Portugal, Reino Unido y Estados Unidos). Entre los incentivos de uso y circulación se encuentran las exenciones al pago de impuestos a la circulación (China, Dinamarca, Alemania) y al uso de las vías (Holanda, Suecia, Noruega).

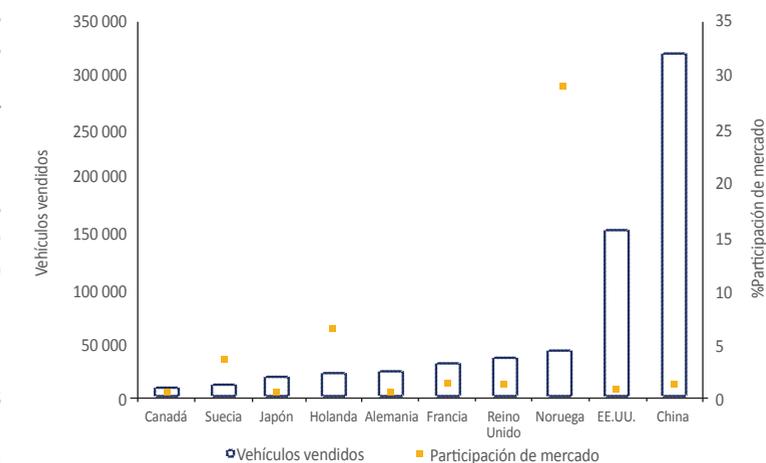
Noruega es el ejemplo más notorio de una experiencia exitosa en el uso del carro eléctrico, siendo Oslo considerada la capital del vehículo eléctrico en el mundo. A fines de 2013, la participación de mercado de los automóviles eléctricos con respecto al total de las ventas de automóviles fue de 6.1%. A fines de 2016, dicha participación subió a 29.1%, es decir, prácticamente uno de cada tres automóviles vendidos en Noruega fueron eléctricos. El Estado de Noruega brinda una serie de incentivos a los usuarios de autos eléctricos, a saber: exención del impuesto de registro del vehículo, exención del impuesto al valor agregado, acceso a los carriles para buses, exención del pago de peajes, acceso a estacionamiento gratuito muchas veces con recarga eléctrica gratuita, entre otros. Esto ha logrado que los carros eléctricos sean competitivos con los carros con motor de combustión interna. Dichas políticas son complementadas con el rol de organizaciones no gubernamentales que promueven el uso de estos vehículos y brindan soporte e información a los usuarios sobre carros eléctricos, estaciones de recarga, seguros, entre otros.

Gráfico 5-13
Proyección de crecimiento de los vehículos eléctricos y caída del petróleo



Fuentes: Randall (2016) y Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Gráfico 5-14
Venta de vehículos eléctricos y participación de mercado por país en 2016



Fuentes: Hybridcars (2016). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

ECO

06 | INDUSTRIA DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

VISIÓN INTERNACIONAL Y LOCAL

Foto: Central de Biocombustible. Fuente: Shutterstock.

INDUSTRIA DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

Visión internacional y local

Los biocombustibles tuvieron en la década pasada su mayor oportunidad gracias a los altos precios del petróleo y a la mayor preocupación por el ambiente. Sin embargo, algunas controversias han surgido de su producción y uso. En el presente capítulo se presenta una síntesis de la política peruana y mundial al respecto, de los resultados del mercado local e internacional, así como algunas lecciones aprendidas de la revisión de la literatura realizada en un Documento de Trabajo previamente publicado.



Foto: Biocombustible. Fuente: Shutterstock.

CAPITULO-06

INDUSTRIA DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

Visión internacional y local

Los biocombustibles pueden cumplir un rol importante en la mitigación de emisiones de dióxido de carbono debido a que permiten sustituir combustibles fósiles por productos derivados de la agricultura (etanol y biodiésel) cuando se mezclan con gasolinas o diésel 2. Sin embargo, existe todo un debate en la literatura académica y foros de discusión pública sobre si la producción de los biocombustibles es carbono neutral o no.

Algunos investigadores y científicos muestran evidencias de que producir biocombustibles resulta más oneroso en términos económicos y ambientales que producir derivados del petróleo, por lo que son escépticos en torno a la política de introducción de los biocombustibles en el mercado. No obstante, muchos países, especialmente en Latinoamérica, han dictado políticas de mezcla obligatoria de biocombustibles con productos derivados del petróleo, con el objetivo de incentivar el consumo interno de estos productos y promover la industria doméstica de biocombustibles en el sector agrícola. En este capítulo resumiremos, en líneas generales, el estado del debate en torno a los biocombustibles y sus implicancias para el Perú. Para ello se realiza una síntesis de los aspectos más importantes abordados en el Documento de Trabajo N° 36 **Los biocombustibles: desarrollos recientes y tendencias internacionales**, preparado por la Gerencia de Políticas y Análisis Económico

del Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minas (Osinergmin)¹.

6.1. DEFINICIÓN

Los biocombustibles son combustibles producidos a partir de biomasa o residuos de materias primas, principalmente destinados al transporte, tal como se puede deducir de las definiciones de la International Energy Agency (IEA) de la Unión Europea y de la Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos². En el Perú, la definición legal se observa en el artículo 2 de la Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles, Ley N° 28054, que señala que son productos químicos que tienen las características técnicas requeridas por la normativa y que son obtenidos de insumos agropecuarios, agroindustriales, entre otros.

En el mundo, dos de los biocombustibles con mayor presencia en la industria son el etanol y el biodiésel. El primero es un alcohol que se mezcla, principalmente, con las gasolinas o



Los biocombustibles son combustibles producidos a partir de biomasa o residuos de materias primas, principalmente destinados al transporte.



naftas. Las políticas de cada país determinan en qué proporción se realiza la mezcla. Los insumos principales para producirlo son la caña de azúcar y el maíz. El segundo es un combustible que se mezcla con el diésel y se produce a partir del aceite secretado por varios tipos de cultivos, como palma, girasol, soya e, incluso, grasa animal³.

6.2. POLÍTICAS DE LOS BIOCOMBUSTIBLES EN EL PERÚ Y EL MUNDO

Toda fuente de energía nueva necesita ser competitiva en relación a la fuente de energía predominante para poder tener presencia en el mercado. La preocupación por los GEI producidos por las fuentes de energía tradicionales (petróleo, gas natural, carbón) junto a un contexto favorable de sus precios internacionales y una preocupación por la seguridad energética, originaron un incremento en el interés y en la toma de decisiones de los gobiernos del mundo en favor de los biocombustibles. No obstante, la sustentabilidad de los biocombustibles es una de las preocupaciones latentes, que tiene su origen en la persistente caída del precio



Fuente: Osinergrmin.

internacional del petróleo y en las posibles externalidades negativas (deforestación, efecto carbono neutral, entre otros) que generan estos productos.

De acuerdo a la IEA (2011), los resultados de análisis del ciclo de vida de biocombustibles con respecto a los combustibles fósiles reflejan que el etanol es positivo para el ambiente, pero está condicionado a que no ocurran cambios de

uso de tierra; mientras que para otros tipos de biocombustibles, los resultados son modestos y, en algunos casos, generan mayores emisiones que los combustibles fósiles.

Si bien hay evidencia de que algunos biocombustibles se produjeron desde el siglo XIX⁴, no fue hasta la década de 1970 en que, por iniciativa de Brasil y Estados Unidos y en respuesta al choque del petróleo de 1973, se empezó a desarrollar una industria del etanol hoy ya madura. Hubo que esperar hasta principios del siglo XXI para que el interés se expandiese a nivel global.

Las medidas de política de promoción de los biocombustibles incluyen, principalmente, el establecimiento de cuotas mínimas con combustibles líquidos, como las gasolinas y el diésel; medidas tributarias favorables; subsidios; facilidades de financiamiento para investigación de cultivos e insumos de producción; entre otros. Todas ellas tienen el objetivo de incentivar la producción y uso de biocombustibles. El **cuadro 6-1** resume los argumentos a favor y en contra de fijar cuotas mínimas.

Cuadro 6-1
Argumento a favor y en contra de las cuotas de mezcla

A favor	En contra
Ayuda a viabilizar los biocombustibles	Crea mercado cautivo al forzar a productores a mezclar con insumos más caros
Incentiva la diversificación productiva	Incrementa costos de producción de combustibles líquidos
Ayuda en la sustitución de cultivos ilegales	Incrementa precios a usuario final

Fuente: Vásquez et al. (2016) Elaboración: GPAAE-Osinergrmin.

La mayoría de países de Europa y algunos de América Latina han implementado políticas de cuotas. Si bien varias están definidas en términos de volumen o proporción del biocombustible presente en el combustible final, la mayoría de países de la Unión Europea (UE) han definido cuotas en términos energéticos y, al menos uno, en términos de mitigación de GEI. El **cuadro 6-2** presenta la lista de países que han definido cuotas según el tipo (volumen, energía y GEI) y se indica el rango de valores para biodiésel y etanol. Cabe señalar que la Unión Europea definió para 2020 que el consumo final de energía para transporte esté conformado, al menos un 10%, por energías renovables⁵.

En Latinoamérica, Brasil es el país con mayor desarrollo de esta industria, específicamente del etanol producido a partir de la caña de azúcar. Algunas de las políticas que ha implementado son la compra a pequeños productores de biodiésel con Sello de Combustible Social por parte del Estado⁶,

otorga exoneraciones tributarias y acceso a crédito. Argentina quiso implementar una política de mezcla forzosa que incentivase el consumo interno de biodiésel, pero no tuvo el efecto esperado (BNAmericas, 2013). En Colombia, la United States Department of Agriculture (USDA, 2015f) indica que el porcentaje de mezcla subió a 12% y tiene a su empresa estatal de petróleo, Ecopetrol, participando en varias plantas de producción de biodiésel (BNAmericas, 2013).

En Perú se incentivó la producción de biocombustibles como parte de una política que buscaba reducir la contaminación e incrementar la seguridad energética al diversificar el mercado de combustibles (Ley N° 28054, Ley de Promoción de los Biocombustibles). Esta Ley indica que el desarrollo del mercado de biocombustibles debía ser libre, ya que funcionaría gracias a los principios de libre competencia y libre acceso al mercado; por lo tanto, los precios

El mercado de biocombustibles debía ser libre, ya que funcionaría gracias a los principios de libre competencia y libre acceso al mercado.

se determinarían por la oferta y la demanda. Entre las medidas implementadas para el desarrollo de los biocombustibles se promovió la investigación y desarrollo de proyectos de cultivos alternativos y tecnologías de producción, comercialización y distribución; se definieron cuotas de mezcla y un cronograma para su aplicación en todo el país; se otorgaron

Cuadro 6-2
Mandatos de biocombustibles en Europa y América Latina al 2016

Tipo de cuota	Países	Rango general (%)	Rango etanol (%)	Rango biodiésel (%)
Volumétrica	Bélgica, Reino Unido, Irlanda, Suecia, República Checa ⁽¹⁾ y Bulgaria	4.75-6.3	4-7	6
	Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador y Perú ⁽²⁾		7.8-27.5	5-20
Energética	Holanda, Francia ⁽³⁾ , España, Portugal ⁽⁴⁾ , Dinamarca, Eslovenia, Italia, Finlandia, Polonia, Eslovaquia ⁽⁴⁾ , Austria, Rumania, Croacia, Grecia y Hungría	4.89-8	3.4-7	4.1-7.7
Ahorros en GEI	Alemania	3	35	35

Nota. ⁽¹⁾ República Checa define porcentaje sobre consumo total. ⁽²⁾ Los porcentajes mínimos son de Perú. ⁽³⁾ Francia también definió cuotas para segunda generación (2G). ⁽⁴⁾ Portugal y Eslovaquia definen también cuota para Etil Terbutil Éter.

Fuente: USDA Foreign Agricultural Service (2015, varios), Kingsman, www.gesetze-im-internet.de, Olade (2007), Hernández (SNV, 2008), Ministerio de Energía y Minas de Perú (MEM), BNAmericas (2016). Elaboración: GPAAE-Osinergrmin.

beneficios tributarios a los biocombustibles antes de su venta a los productores e importadores de combustibles, entre otras. El **cuadro 6-3** resume las normas y disposiciones promulgadas más importantes⁷.

Vásquez *et al.* (2016) consideran que los efectos de las medidas que tuvieron el objetivo de reducir el costo de entrada a la industria para expandir la producción y reducir los costos operativos, deberían ser analizados. Según la teoría económica, medidas que subsidian o reducen artificialmente los costos tienen efectos distorsionadores en los precios; adicionalmente, está el posible arbitraje resultante de poder producir en zonas con exoneraciones de impuestos y vender en zonas no exoneradas, afectando al erario nacional.

Por otro lado, el desarrollo del mercado de biocombustibles ha dependido de las buenas condiciones de precios internacionales y de las políticas implementadas, por lo tanto el país debería evaluar los efectos de la política de mezcla y de beneficios de acceso y tributarios a nivel macro y micro (Vásquez *et al.*, 2016).

6.3. RESULTADOS DE MERCADO EN EL MUNDO Y EN EL PERÚ

Mundo

De acuerdo con información internacional⁸, los principales consumidores de etanol también son los principales productores. En efecto, Brasil y Estados Unidos consumieron en 2015 las tres cuartas partes del total mundial. El **gráfico 6-1** muestra también que el consumo de biodiésel ha ido creciendo lentamente, como proporción del total de biocombustibles consumidos, y representó el 20% del total.

Cuadro 6-3
Marco legal y medidas de incentivo a los biocombustibles

Ley N° 28054, Ley de Promoción de los Biocombustibles	<ol style="list-style-type: none"> 1) Libre competencia y libre acceso a precios determinados por la oferta y la demanda. 2) Comisión Técnica Interinstitucional: elabora cronograma de porcentajes de aplicación y uso así como programa de sensibilización a usuarios. 3) Creación del Probiocom (a cargo de Proinversión) para promover inversiones y difundir información de las ventajas de los biocombustibles.
Reglamento Ley N° 28054 (D.S. 013-2005-EM)	<ol style="list-style-type: none"> 1) Productores de etanol y biodiésel presentan cada año plan de producción quinquenal. 2) Distribuidores mayoristas registrados son únicos autorizados a comprar biocombustibles en el país. 3) Devida informar a gobiernos regionales y al Minagri sobre áreas para programas de cultivos alternativos para promocionar producción en la selva. 4) Concytec y universidades incentivarán investigación de tecnologías para comercialización y distribución de biocombustibles.
Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles (D.S. N° 021-2007-EM y sus modificatorias)	<ol style="list-style-type: none"> 1) Establece requisitos de comercialización y distribución de biocombustibles. 2) Refiere al cumplimiento de las NTPs aprobadas por el Inacal. Productores deben obtener certificado de calidad. 3) Se definen competencias de Osinergmin y otros organismos: a) Supervisar y fiscalizar comercialización y calidad y b) Emitir ITF de instalaciones para comercialización (en refinerías y plantas de abastecimiento). 4) Estipula uso progresivo del gasohol a nivel nacional, obligatorio a partir del 1° de enero de 2010. El porcentaje de mezcla será del 7.8%. No se ha hecho obligatorio en la zona de la selva. 5) Biodiésel 5% a partir de 2011.
RCD N° 063-2011-OS/CD	Establecer los procedimientos para la inspección, mantenimiento y limpieza de tanques y otras instalaciones y equipos necesarios que garanticen la calidad del gasohol.
RCD N° 133-2014-OS/CD	Procedimiento de Control de Calidad de Combustibles Líquidos, Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, Biocombustibles y sus Mezclas (una procedimientos de la RCD N° 206-2009-OS/CD y de la RCD N° 400-2006-OS/CD).
Beneficios tributarios	
ISC	Etanol 20% / Biodiésel 0%
Ley N° 27037 Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía	IR 10% /IGV 0%
Estabilidad tributaria	Sí, ambos biocombustibles

Fuentes: normas consultadas, Minagri (2007) y World Products Trading S.A.C. Elaboración: GPAE - Osinergmin.

El principal consumidor ha sido Europa. De acuerdo con la OCDE-FAO (2016), el consumo total ha crecido a una tasa promedio mayor a 13% anual desde 2002, alcanzando 2557 MBPD en 2015.

En la Unión Europea, el consumo de biocombustibles para el transporte está concentrado en seis países que representaron en 2015 cerca del 70%, siendo Francia el mayor consumidor con 21%. De acuerdo con información internacional¹⁰, los principales productores, América del Sur (Brasil) y América del Norte (Estados Unidos), produjeron en 2015 cerca del 70% del total mundial. El **gráfico 6-2** muestra también que la producción mundial ha crecido 14% promedio anual, pasando de 295 MBPD en 2003 a 1503 MBPD en 2015.

Para el caso de bioetanol, Europa tiene una importante capacidad de producción. En 2014, EurObserv'ER (2015) reportó una capacidad de 5.7 mil millones de litros, siendo Francia el país



con la mayor capacidad de la Unión Europea distribuida en 12 plantas de producción.

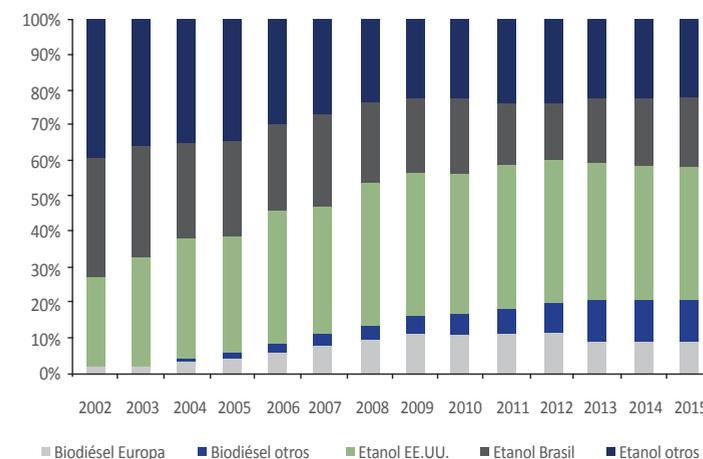
2025, pero sin alcanzar niveles anteriores a 2015¹¹.

Con respecto de los precios internacionales, la OCDE-FAO (2016) reporta que en 2015 se ubicaron en US\$ 1.7 y 2.7 por galón de etanol y biodiésel, respectivamente. En los últimos años la tendencia ha sido decreciente, coincidiendo con la caída del precio del petróleo y de los *commodities* agrícolas, así como con una expansión de la producción y de las medidas proteccionistas en Europa. La proyección es que sigan cayendo y luego se recuperen al año

Perú

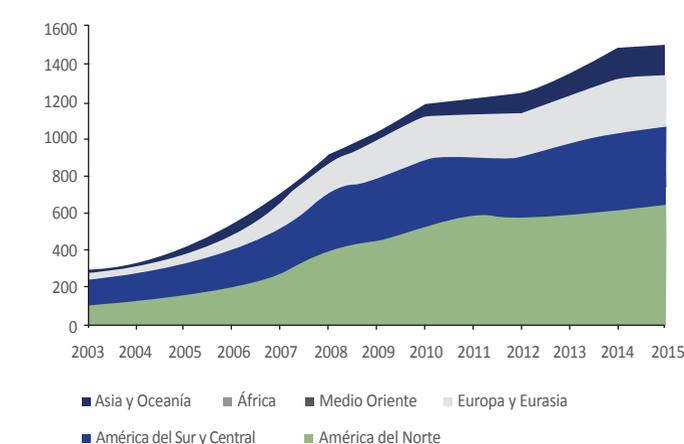
De acuerdo con la información descrita en Vásquez *et al.* (2016), existen plantas de producción de biocombustibles pertenecientes a cinco grupos económicos y en tres regiones del país. De ellas, solo una estaría produciendo etanol en la región Piura, perteneciente a Caña Brava del Grupo Romero. Sobre el biodiésel, la información recopilada por los autores indica que su producción en las plantas había

Gráfico 6-1
Consumo mundial de biocombustibles (%)



Fuente: OCDE-FAO (2016). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 6-2
Producción mundial de biocombustibles (MBPD)



Fuente: British Petroleum Elaboración: GPAE-Osinergmin.

sido paralizada por las empresas debido a la competencia desleal de los productores internacionales (Grupo Palmas, 2014: 29).

En concordancia con la normativa que incentivaba el desarrollo de la producción nacional de biocombustibles, diversas instituciones, como el Instituto Nacional de Innovación Agraria (INIA), suscribieron un convenio para investigar y promover los biocombustibles. Entre otros objetivos, se buscaba incentivar la inversión privada y asistencia técnica para el desarrollo de proyectos en tierras de la selva y sustituir los cultivos ilegales (Vásquez *et al.*, 2016: 40-41).

Con respecto al biodiésel, el Ministerio de Agricultura (Minagri), reportó en 2012¹² que en la selva existen cinco empresas que operan seis plantas de producción de biodiésel (producto previo a la mezcla con combustibles) con una capacidad de 118 TM/hora, y que en 2015 hubo más de 43 mil hectáreas cosechadas de palma aceitera, insumo para el biodiésel¹³. Otro insumo es la jatropha o piñón blanco, cuyo

cultivo se ha expandido en menor proporción que el de la palma aceitera, principalmente en San Martín, donde, según la Dirección Regional Agrícola, en 2015 se tenían casi 3000 Has¹⁴ pertenecientes a empresas nacionales y extranjeras.

Según indica el Ministerio de Energía y Minas (MEM), la demanda nacional de etanol y de gasohol ha ido creciendo en los últimos años (ver **gráfico 6-3**). Entre enero y noviembre de 2016, la demanda de etanol fue 2.8 MBPD y la de gasoholes fue 36 MBPD¹⁵.

Por otra parte, la demanda de biodiésel para mezclar con diésel habría disminuido ligeramente en 2016. De acuerdo con la información del MEM, entre enero y noviembre de ese año la demanda de biodiésel fue 5.2 MBPD, mientras que la de diésel B5 alcanzó 104 MBPD (ver **gráfico 6-4**)¹⁶.

Es importante señalar que las importaciones de alcohol carburante y biodiésel constituyen grandes proporciones de la demanda. En

efecto, de acuerdo con información de aduanas, durante 2016, las importaciones de ambos productos fueron de 1.8 MBPD y 5.5 MBPD, respectivamente (ver **gráfico 6-5**). Las empresas que importan son, principalmente, Petroperú, Relapasa, Pure Biofuels y Repsol. La importación de etanol proviene de Estados Unidos, mientras que la de biodiésel, sobre todo, de Argentina. El total de la importación de etanol representó el 65% de la demanda reportada a noviembre de 2016, mientras que el total de la importación de biodiésel superó la demanda reportada al mismo mes de 2016.

De similar manera a lo argumentado por Vásquez *et al.* (2016), la demanda de biodiésel estaría cubriéndose con importaciones en lugar de producción nacional. El incentivo para el cultivo en la selva no estaría teniendo un resultado positivo. Por ello, los autores indican que la lección más importante de esto es que “las medidas de política implementadas no estarían teniendo todo el efecto deseado de convertir al Perú en un productor importante de biocombustibles de la región, sino que se

ha mantenido o agudizado nuestra posición de importador neto al tener que adquirir del extranjero la mayor parte de los insumos para la producción de gasoholes y diésel BX” (Vásquez *et al.*, 2016: 50).

Luego de reseñar los resultados del mercado mundial y peruano de biocombustibles, a continuación se realiza una síntesis de las principales lecciones para el Perú que se desprendieron de la revisión de la literatura.

6.4. LECCIONES PARA PERÚ

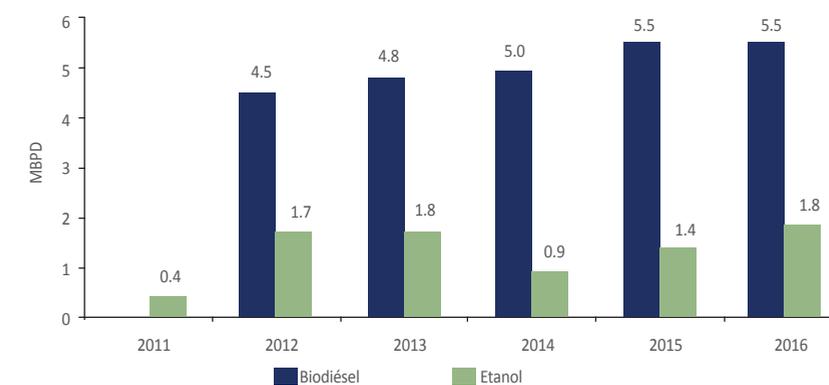
Vásquez *et al.* (2016) realizaron una amplia revisión de la literatura que, junto con la experiencia internacional y nacional, permitió la determinación de algunas lecciones y recomendaciones:

- 1) Los posibles efectos macro y microeconómicos positivos de los biocombustibles, de acuerdo con la literatura, dependen de varias variables como la tecnología, factores de producción, organización del sector agrícola, el tipo de suelo utilizado, cantidad de suelo disponible, tipo de cultivo elegido, la interacción del nuevo mercado de biocombustibles con el de alimentos y del petróleo, los posibles efectos de estos en los diversos agentes (externalidades), entre otros. Asimismo, las decisiones de política deben considerar estas variables.
- 2) En el Perú se debe tener en cuenta que las tierras de cultivo son escasas, especialmente en la costa, donde crece caña de azúcar para etanol. Actualmente, la demanda de este bien se cubre, sobre todo, con importaciones; es decir, se ha incrementado la dependencia del mercado internacional en los combustibles. Por



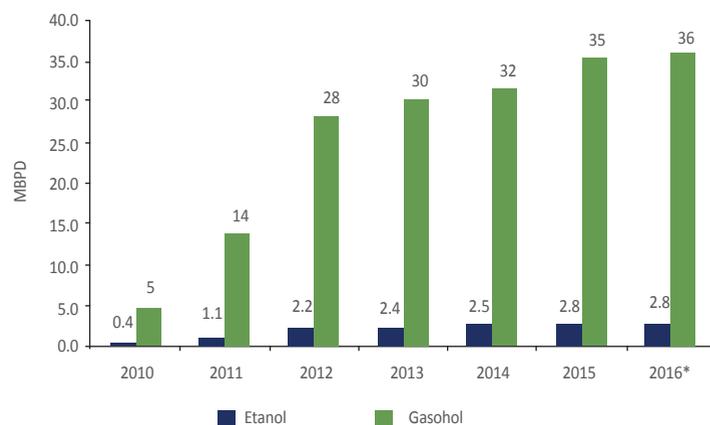
Fuente: Osinergrmin.

Gráfico 6-5
Evolución de las importaciones de biocombustibles



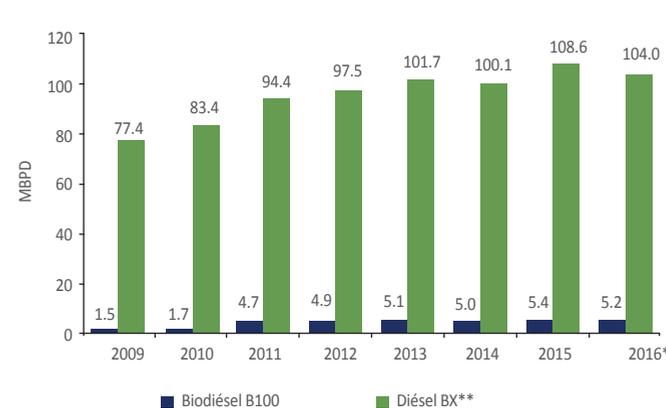
Fuente: Aduanas. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Gráfico 6-3
Demanda de etanol y de gasohol (MBPD)



* A noviembre de 2016.
Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Gráfico 6-4
Demanda del biodiésel (MBPD)



* A noviembre de 2016. **Incluye diésel B2, B5, B5 S-50 y B5 GE.
Fuente: MEM. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

produciendo biodiésel en sus plantas y estarían importando para cubrir la demanda y cumplir con la cuota de mezcla, lo que a su vez ha provocado que empresas productoras de biodiésel de la selva hayan paralizado sus operaciones. Parte del problema se debería a los subsidios de los grandes productores mundiales y regionales. Algunos factores adicionales pueden ser los costos de transporte de la selva a la costa (donde se encuentran los grandes productores de combustibles), mayores costos de transacción y desarrollo tecnológico (Astete-Miller *et al.*, 2007), que dañan la competitividad de la industria.

4) La poca disponibilidad de tierras para expandir los cultivos energéticos en el país dificulta la competitividad de la industria de biocombustibles en el Perú. Sumado a ello, el momento favorable para este emprendimiento caracterizado por los altos precios del petróleo, ya acabó, por lo que la viabilidad de proyectos de energías alternativas se ve afectado. En ese sentido,

se reafirma la necesidad de evaluar la política.

5) De acuerdo con la literatura, la política de mezcla tendría un efecto en los precios de los combustibles y de los alimentos, incrementándolos como respuesta a la subida del costo de producción de los primeros y al cambio de uso de suelos para los segundos. Adicionalmente, se observa que la primera generación de biocombustibles (etanol, biodiésel), a medida que su producción se expande, fortalecería la relación entre los mercados de alimentos y de combustibles, los cuales ya tienen cierta volatilidad. Los precios de los alimentos afectarían la competitividad de los biocombustibles por la disyuntiva que existe en el uso de suelos, entre otros factores. Esto podría implicar la necesidad de brindar mayores protecciones a los agricultores (Serra y Zilberman, 2013).

6) Se considera que la aplicación de un impuesto a las emisiones de CO₂ para

financiar subsidios no sería adecuado, en tanto existe una controversia con respecto al verdadero efecto sobre las emisiones de GEI de los biocombustibles, a la poca certeza en las estimaciones del análisis del ciclo de vida y al hecho de que la seguridad energética no habría mejorado en el país al tener que importar la mayor parte de la oferta.

7) La inclusión del análisis del ciclo de vida para la evaluación del efecto ambiental de los biocombustibles debe ser analizada a profundidad debido a las disyuntivas que se han podido observar en Estados Unidos, donde se ha afirmado que sus mediciones no son seguras y que afecta decisiones de los agentes por decisiones externas.

8) Es necesario un análisis profundo de todos los aspectos de la política de biocombustibles, entre ellos los efectos ambientales, sociales y económicos (distribución del ingreso urbano-rural entre consumidores-productores, tributarios); los cuales, como se menciona antes, dependen de la dotación de tierra, del cultivo elegido, de los costos de transacción, de la tecnología de producción, de las condiciones de competencia en el mercado internacional de combustibles y alimentos (precios, cantidades, políticas comerciales), de los posibles efectos ambientales, entre otros.

9) Una primera aproximación a un análisis de impacto de la política de mezcla de los biocombustibles en la economía peruana se realizó mediante el uso de un Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC) para Perú, observándose que tiene un impacto positivo ya que reduce las emisiones de CO₂; pero tiene impactos negativos, aunque leves, en varias variables

macroeconómicas. Un resumen de los mismos se lleva a cabo en el capítulo 8 de este libro, el cual trata sobre los impactos de los recursos energéticos renovables no convencionales en el Perú¹⁷.

6.5. COMENTARIOS FINALES

En este capítulo se analizó la situación de los biocombustibles desde una perspectiva nacional e internacional. En esta sección concluimos con unas reflexiones finales en torno al futuro de los mercados de estos productos y sus posibilidades de desarrollo.

Los biocombustibles son mezclados con los combustibles fósiles en una proporción que es determinada por la entidad encargada del marco normativo energético de cada país. En el caso de Europa, si bien los países tienen cierta libertad para definir sus propios requerimientos mínimos, existe una regulación referencial comunitaria. Algunos países establecen metas en función de contenido energético, otros del contenido volumétrico y algunos ya las han emitido en función a las emisiones de GEI.

En América Latina, los requerimientos mínimos son similares a los europeos e incluso en algunos casos ya se han definido metas a 2020. El desarrollo de los biocombustibles tiene en Brasil a su principal exponente latinoamericano, gracias al desarrollo de la industria del etanol a partir de la caña de azúcar desde la década de 1970. La EIA pronostica un crecimiento de la producción de 8.3% en biodiésel en este país entre 2012 y 2018, en línea con la meta de alcanzar un 20% de mezcla de biodiésel y diésel. Otros casos emblemáticos en Latinoamérica son Argentina, con su gran industria aceitera, y Colombia, con una importante producción de etanol y biodiésel.



Fuente: Osinergmin.



Foto: Reaprovisionamiento de combustible. Fuente: Shutterstock.

El consumo mundial de biocombustibles ha aumentado de aproximadamente 556 MBPD en 2002 a 2557 MBPD en 2015 según la OCDE-FAO¹⁸, mientras que la producción mundial aumentó de 295 MBPD en 2003 a 1503 MBPD en 2015, según la British Petroleum. El principal consumidor de etanol es Estados Unidos seguido de Brasil, mientras que el principal consumidor de biodiésel es Europa. La mayor producción de biocombustibles se encuentra en América del Norte (Estados Unidos) y América del Sur (Brasil).

Las expectativas sobre el desarrollo de la industria de los biocombustibles conducen al estudio de la viabilidad de nuevos tipos producidos a partir de insumos no relacionados a cultivos de alimentos y que se pueden desarrollar en tierras no ligadas a la agricultura. Entre los diferentes biocombustibles que se están estudiando, y algunos que ya han iniciado producción a pequeña escala, se encuentran aquellos a base de algas, el biodiésel hidrogenado, el éter de dimetilo y el gas natural biosintético.

Sin embargo, el desarrollo de los biocombustibles está en una situación de espera debido al bajo precio del petróleo, la reducción del apoyo gubernamental en algunos países y la preocupación por la reducción de tierra de cultivos para alimentos.



Foto: Madera para biocombustible, en el fondo Planta de calefacción. Fuente: Shutterstock.

Los problemas y controversias de los biocombustibles suman a esta situación de espera. Uno de ellos es que la producción se da, principalmente, en los países en desarrollo, que enfrentan diversas barreras de entrada a los principales consumidores de Europa, debido al proteccionismo de sus industrias agrícolas. Por otro lado, se encuentra el argumento de los daños ambientales con el cambio de uso de suelos destinados a otros cultivos o los no dedicados a la agricultura, que son transformados para el desarrollo del insumo para los biocombustibles. Algunos

estudios han encontrado consecuencias negativas, especialmente en la industria de la caña de azúcar de Brasil. Otro problema ha sido la dificultad técnica para su producción, especialmente los de segunda generación.

Asimismo, existen controversias en torno a la inclusión o no del análisis del ciclo de vida (cuyas mediciones no son certeras) en la regulación de Estados Unidos para determinar el límite de emisiones. Por otro lado, diversos investigadores encontraron que los créditos fiscales otorgados a los productores en Estados Unidos tienen consecuencias negativas para la economía de este país e, incluso, desincentivan el desarrollo tecnológico. Además, las políticas de biocombustibles mundiales explican la mayor parte del incremento de los precios de los alimentos que afectan a la población mundial, en países pobres especialmente; mientras que los beneficios en materia de ahorro en gasto de combustibles y en aumento de la seguridad energética no son contundentes. Por otro lado, un estudio

El desarrollo de los biocombustibles está en una situación de espera debido al bajo precio del petróleo, la reducción del apoyo gubernamental en algunos países y la preocupación por la reducción de tierra de cultivos para alimentos.

Diversos investigadores encontraron que las políticas de biocombustibles mundiales explican la mayor parte del incremento de los precios de los alimentos que afecta a la población mundial, en países en situación de pobreza.

en Europa mostró que las regulaciones relacionadas al consumo de biocombustibles afectan a los consumidores, pues al final ellos pagan el precio extra derivado de la regla.

Según lo que indica la literatura, el aspecto ambiental positivo de los biocombustibles está relacionado a que emitan menos CO₂ que los combustibles fósiles. Sin embargo, esta afirmación no incluye los efectos de emisiones provocadas por el mayor cultivo del insumo para los biocombustibles y el proceso de refinación. El efecto neto en las emisiones es aún un tema en discusión. Algunos estudios muestran consecuencias negativas, mientras que otros indican que dependen de diversos factores.

La mezcla obligatoria de derivados del petróleo y biocombustibles puede tener consecuencias a partir de su efecto en la demanda de los últimos, dado que incrementaría la demanda de tierras para los cultivos asociados a los biocombustibles y podría desencadenar una mayor presión en los ecosistemas y recursos que son desplazados por la necesidad de producir una mayor cantidad de biocombustibles.

Para los países con grandes dotaciones de tierra, la producción se hace a gran escala, por lo que una mayor demanda puede ser cubierta con más facilidad y sin tantos problemas logísticos y costos de transacción que en los países con menor dotación de tierra y más cantidad de productores, donde una mayor demanda será cubierta si los pequeños productores se asocian.

La demanda de biocombustibles no solo afectaría a los precios de los cultivos asociados sino también a los de otros bienes que competirán por el uso de la tierra de cultivo, lo que a su vez podría significar una disminución

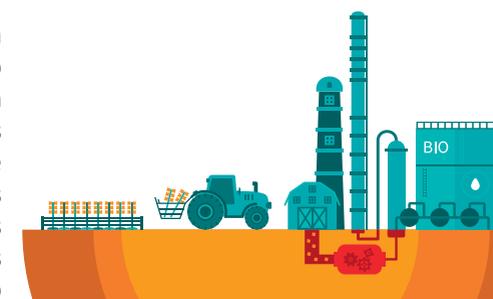
de la disponibilidad de los últimos en cantidad y calidad, afectando sus precios. No obstante, el efecto neto en los precios aún es un tema de investigación. Estudios teórico-empíricos recientes hallan una relación positiva entre los precios de la energía y los de alimentos en el marco del desarrollo de los biocombustibles. Se deriva aquí una disyuntiva por el costo de oportunidad para los agricultores entre cultivar alimentos o fuentes de energía, generado con el aumento de la demanda de energía.

El efecto en los precios de los cultivos podría afectar la distribución del ingreso, en el sentido de que los precios finales se incrementarían transfiriendo montos de los consumidores a los productores. Asimismo, se halló que los mandatos de mezcla de biocombustibles no benefician significativamente a los hogares rurales. Los efectos positivos o negativos dependen de las condiciones de funcionamiento de la industria de biocombustibles y de la estructura de la economía (insumo, tierra, organización industrial, importancia del sector agrícola, entre otros).

Algunos estudios analizan las políticas de incentivo a los biocombustibles y recomiendan la implementación de un impuesto a las emisiones para que los combustibles fósiles incorporen los efectos ambientales que provocan. Con parte de los ingresos se subsidiaría la producción de biocombustibles. No obstante, la efectividad de esta herramienta depende de la incertidumbre del valor del costo social de la contaminación.

El desarrollo de la segunda generación de biocombustibles genera expectativa, principalmente por las dudas que existen sobre la verdadera efectividad en la reducción de la contaminación y sus efectos posibles en los precios de los alimentos de los biocombustibles de primera generación.

En lo que respecta a Perú, el cultivo de caña de azúcar se realiza, principalmente, en la costa, y un 10% de estas tierras se está destinando a cubrir la demanda nacional de etanol. La utilización de tierras para la agricultura es limitada y su asignación a los diferentes cultivos se debería hacer de acuerdo con las ventajas comparativas.



La política de mezcla puede afectar la demanda de biocombustibles al aumentar la demanda de tierras de cultivo para ellos, presionar los ecosistemas y desplazar otros cultivos.

La dotación de tierra influye en los costos de transacción y en la organización del sector tendiendo a la producción en gran escala, lo cual facilita cubrir la demanda creada.

La producción interna de etanol no estaría siendo lo suficientemente atractiva o no existe suficiente capacidad de producción para cubrir la demanda interna, por lo que las empresas están teniendo que importar más de 50% de etanol para cumplir con la mezcla obligatoria. La política de mezcla obligatoria genera la demanda de cultivos energéticos, pero su evolución depende de la demanda de combustibles y de alimentos, entre otros factores. Sería conveniente analizar la viabilidad a mediano y largo plazo del uso de la caña de azúcar para este fin, frente al desarrollo de otro cultivo o un mayor aprovechamiento de las condiciones favorables de exportación de caña de azúcar a Estados Unidos.

El caso del biodiésel es más crítico, ya que enfrenta costos de producción poco competitivos y unas vías de transporte poco desarrolladas en la selva. Como resultado, toda la demanda interna se cubre con importaciones.

Sobre los precios, los resultados de los estudios permiten observar la necesidad de averiguar la participación de la política de mezcla y factores de mercado en la diferenciación de precios entre combustibles puros, biocombustibles y otros bienes, los efectos en la distribución de la riqueza y la competitividad de los biocombustibles.

A partir de lo observado en la literatura queda claro que el desarrollo a gran escala de los biocombustibles es una decisión que debe tomarse cuidadosamente. Deben sopesarse los posibles efectos en la economía interna, incluyendo los aspectos económicos, sociales y ambientales, que pasan por la adecuada elección de la materia prima a utilizar y el estudio de cuánta tierra se puede destinar a ello sin afectar el ambiente y la economía de los consumidores y productores. Es recomendable hacer una evaluación completa de los resultados de la política de incentivo a los biocombustibles.



Fuente: Osinergrmin.



Foto: Biodiesel de palma. Fuente: Shutterstock.

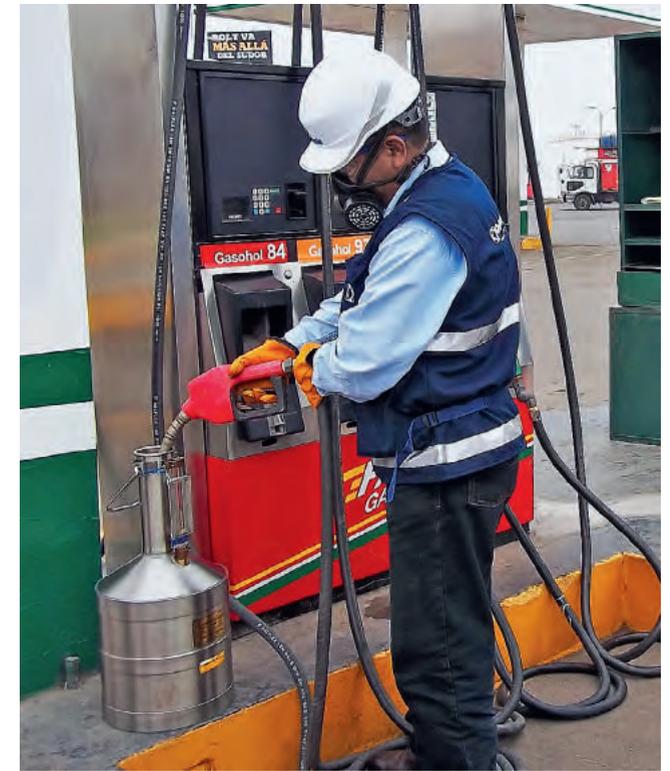


Foto: Control de Calidad en la Estación de Biocombustible. Fuente: Osinergrmin.



07 | ESCALERA ENERGÉTICA Y FISE

EL CAMINO A ENERGÍAS MENOS CONTAMINANTES



ESCALERA ENERGÉTICA Y FISE

El camino a energías menos contaminantes

En los últimos años, el Perú experimentó un importante incremento en el uso de combustibles modernos (gas licuado de petróleo, gas natural, electricidad), mientras que la utilización de combustibles tradicionales (leña, bosta, entre otros) descendió significativamente, lo cual contribuye con la mitigación de dióxido de carbono. En este contexto, cobra relevancia el concepto de la escalera energética, pues nos ayuda a entender la transición hacia el uso de energías menos contaminantes y más eficientes y, con ello, a los mecanismos que permiten lograr descarbonizar el sector energético.



Foto: Paisaje urbano, Sao Paulo-Brasil. Fuente: Shutterstock.

CAPITULO-07

ESCALERA ENERGÉTICA Y FISE

El camino a energías menos contaminantes

Según el marco de la escalera energética, la sustitución de combustibles tradicionales por modernos obedece a un mayor poder adquisitivo de los hogares peruanos. En el Perú, a pesar del avance en el uso de energías menos contaminantes, todavía existe una importante brecha que cubrir, principalmente en los hogares rurales. En tal sentido, se hace necesaria la intervención del gobierno, pues, además del ingreso, existen otros factores como la falta de acceso a la infraestructura de electricidad o al mercado de biocombustibles, así como las propias tradiciones y costumbres que impiden el consumo de combustibles más limpios.

En el capítulo anterior se revisó la industria de los biocombustibles y sus implicancias positivas para el ambiente. El uso de energías no contaminantes es muy importante para el desarrollo de nuestras actividades diarias debido a que mejoran nuestros niveles de bienestar mediante la generación de externalidades positivas en productividad, salud y educación de los miembros del hogar y, por supuesto, contribuyen a la descarbonización del sector energético. Para una mejor comprensión es importante analizar el concepto de la escalera energética, pues ayuda a entender la transición hacia el uso de energías más eficientes. En ese sentido, en este capítulo se realiza un análisis del planteamiento teórico de la escalera energética, seguido de las evidencias correspondientes al caso peruano y las medidas que está tomando el gobierno, como la ejecución del proyecto Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), con el que se daría el salto en la escalera energética.

7.1. Escalera energética

El camino de la transición

La escalera del consumo energético es un concepto que busca explicar y evidenciar que existe una transición en la preferencia para el uso de energía dependiendo del nivel de desarrollo, normalmente medida por el ingreso. Así, cuando el ingreso sube, la calidad del consumo energético también lo hace, debido a que se utilizan fuentes más avanzadas y limpias. Es decir, según la hipótesis de la escalera energética, los hogares con menor desarrollo o menores ingresos usan fuentes básicas como leña, residuos agrícolas, residuos animales (llamados colectivamente biomasa); las personas con ingresos más altos cuentan con carbón, carbón vegetal y querosene; y, finalmente, las personas situadas en el nivel más alto de la escalera consumen energías avanzadas, como el gas licuado de petróleo (GLP), electricidad y biocombustible (Van der Kroon, *et al.*, 2013) (ver **ilustración 7-1**).



La escalera del consumo energético es un concepto que busca explicar y evidenciar que existe una transición en la preferencia para el uso de energía dependiendo del nivel de desarrollo.



Sin embargo, existen posturas que indican que la evolución dentro de la escalera energética no es directa sino gradual (Masera, *et al.*, 2000; Heltberg, 2004 y Martins 2005). Esta propuesta observa que la gente no cambia su uso de energía en una manera lineal cuando sube su ingreso; al contrario, un hogar usa una combinación de fuentes de energía a lo largo de la escalera. Por ejemplo, puede usar querosene (energía transición) para la iluminación, pero leña (energía primitiva) para la cocción (Van der Kroon, *et al.*, 2013). La transición no es abrupta sino gradual y con una mezcla de fuentes de energías que cubre las necesidades de la familia (ver **ilustración 7-2**).

¿Por qué a la sociedad debería importarle el entendimiento de la escalera energética? El tipo de energía que utilizamos tiene gran impacto en nuestra salud, producción económica y ambiente. Por ejemplo, las fuentes de energía en la parte inferior de la escalera

están correlacionadas con problemas de salud, menor producción económica y graves impactos ambientales (WHO, 2006), afectando principalmente a los hogares más pobres (Duflo, 2008).

Tradicionalmente, las investigaciones han asumido que ante incrementos en los niveles de ingresos los hogares cambian a mejores formas de energía de manera natural. Sin embargo, la transición es lenta. Según reportes del Banco Mundial que datan de 1975, el consumo de biomasa se mantiene constante con un 25% de todas las formas usadas (Duflo, 2008, párrafo 3). Desde un punto de vista normativo, si una sociedad desea reducir la desigualdad, esta debe venir acompañada por una disminución de la desigualdad en el consumo de energía. Debido a que esta transición es lenta, el gobierno debe de intervenir para acelerarla, con la finalidad de mejorar los estándares de vida de los hogares.

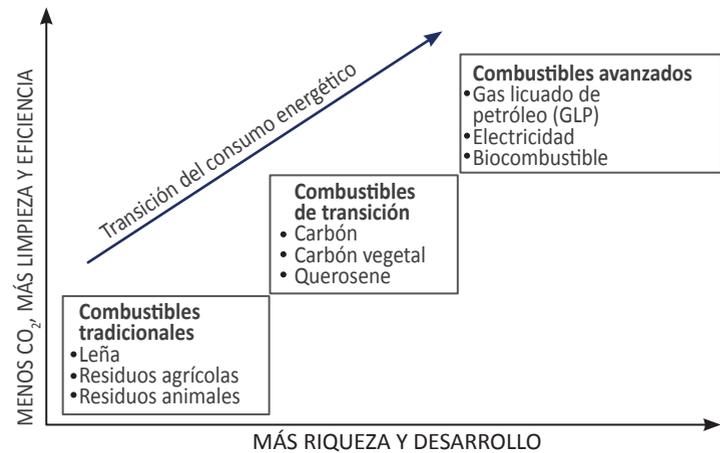
Decisiones del hogar

Existen distintas consideraciones que motivan la decisión energética de un hogar. Una tendencia fuerte es que los hogares más pobres usan las energías más bajas en la escalera, mientras que los hogares más ricos usan energías más altas (Duflo, 2008). ¿Por qué? En primer lugar, los costos fijos de las energías altas cuestan más. Segundo, hogares muy pobres no tienen los aparatos que se necesitan para consumir energías más avanzadas. Tercero, los hogares que dependen de residuos agrícolas y animales, en su mayoría, no tienen acceso a la infraestructura de electricidad o el mercado de biocombustibles. Por estos motivos, los hogares urbanos son más propensos a usar energías más altas en la escalera debido a que existen economías a escala que permiten reducir costos fijos para el acceso a energías más eficientes (Darby, 2004; Arnold, *et al.*, 2006). Otras razones pueden ser las costumbres tradicionales y/o preferencias personales (Van der Kroon, *et al.*, 2013) (ver **cuadro 7-1**).



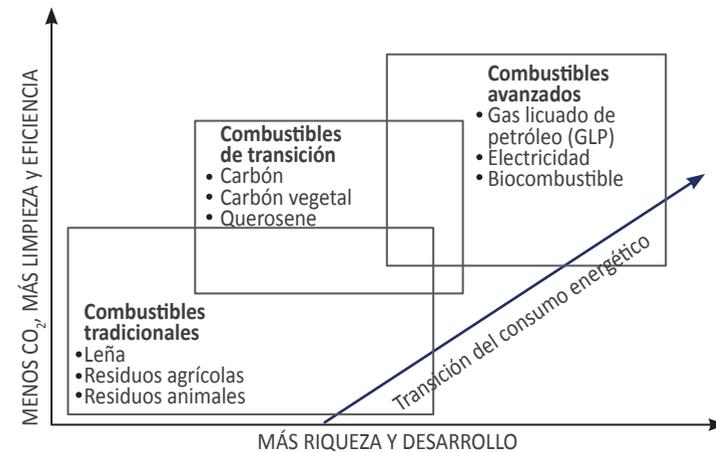
Foto: Coicina a leña, Perú. Fuente: FISE.

Ilustración 7-1
Escalera energética



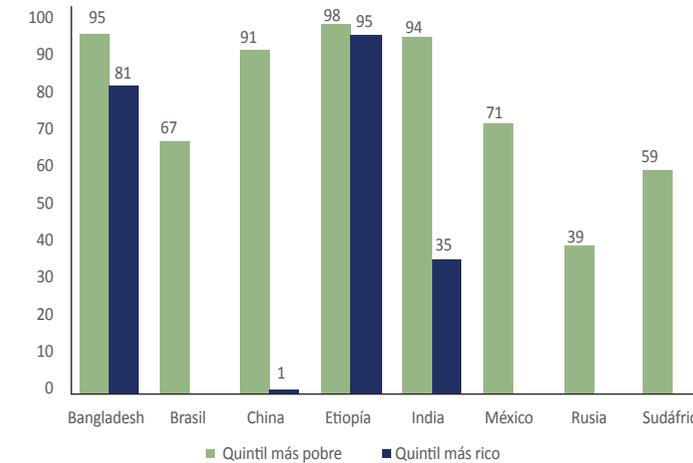
Fuente y elaboración: Van der Kroon, *et al.* (2013).

Ilustración 7-2
Escalera energética alternativa



Fuente y elaboración: Van der Kroon, *et al.* (2013).

Gráfico 7-1
Porcentaje de la población rural que usa biomasa, 2003



Nota. La pobreza y la pobreza energética están vinculadas. Fuente y elaboración: Van der Kroon, *et al.* (2013).

Cuadro 7-1
Por qué los hogares no avanzan en la escalera energética

HOGARES NO USAN LAS ENERGÍAS MÁS AVANZADAS PORQUE:

- Cuestan más
- Les faltan aparatos para usar esa energía
- Les falta el acceso a la electricidad o al mercado de biocombustibles
- Costumbres tradicionales
- Preferencias personales

Fuente: Darby (2004); Arnold, *et al.* (2006); Van der Kroon, *et al.* (2013).

Por ejemplo, si consideramos un hogar pobre localizado en una zona rural de la sierra, es altamente probable que este consuma gras, madera u otro tipo de biomasa recolectada de los alrededores para cocinar. Si se desea que dicho hogar cambie a gas, lo cual implicaría un consumo más limpio y seguro de la energía, se deberán realizar varias modificaciones a su rutina de consumo. Primero, deberá comprar una cocina para poder utilizar el gas; segundo, deberá definir la forma en la que consuma el gas (balones de gas o conectándose directamente a un ducto); tercero, deberá pagar por el uso continuo de gas.

Así, se aprecia con claridad que la transición de biomasa a gas natural implica una gran inversión inicial, debido a que se debe comprar la cocina, conectarse a un ducto o comprar un balón de gas, así como estar dispuesto a pagar por un uso continuo. La inversión inicial es muy alta para hogares pobres, debido a ello mantienen su consumo habitual de energía (biomasa) que se consigue gratis. Estas barreras, sumadas a las costumbres de los hogares (los cuales a veces prefieren no cambiar de fuente de energía), explican por qué la transición en la escalera energética es lenta.

Existen estudios que señalan que el ingreso del hogar se relaciona fuertemente con el consumo de energía, pero esto es una tendencia, no una regla. El ingreso no es el único factor que determina la modalidad de consumo de energía (Alemu, *et al.*, 2009). Con el avance tecnológico y la generación de fuentes nuevas y más baratas para la generación de energía, es posible imaginar que los hogares que se encuentren en los niveles bajos de la escalera puedan dar el salto a energías más eficientes. Cabe señalar que esta transición no se puede lograr a gran escala sin el financiamiento del gobierno, el cual, mediante la implementación de programas que apoyan la masificación de tecnologías energéticas limpias, la educación y asistencia financiera, busca ayudar a que los hogares cambien sus hábitos de consumo energético (Arnold, *et al.*, 2006).

Impactos en indicadores socioeconómicos

Lograr la transición del uso de biomasa a energías más eficientes (nivel alto de la escalera energética) viene siendo una preocupación importante de distintos gobiernos debido a los problemas de salud que resultan del quemado de la biomasa. La Comisión Económica para América Latina y El Caribe (Cepal) destaca que

La OMS ha identificado que más de cuatro millones de personas mueren prematuramente cada año por enfermedades relacionadas con contaminación en el interior del hogar por el quemado de biomasa.

las áreas que utilizan leña en fogones o cocinas tradicionales, normalmente registran bajos índices de desarrollo humano (Cepal, 2009). La Organización Mundial de la Salud (OMS, 2016) reporta que aproximadamente tres billones de personas en el mundo cocinan y se calientan con biomasa. Esta práctica genera una contaminación severa dentro del hogar debido a la mala ventilación.

Asimismo, la OMS ha identificado que más de cuatro millones de personas mueren prematuramente cada año por enfermedades relacionadas con contaminación en el interior del hogar por el quemado de biomasa. Las muertes incluyen 12% por neumonía, 34% por apoplejía, 26% por cardiopatía, 22% por obstrucción pulmonar crónica y 6% debido a cáncer de pulmón. Las víctimas del aire contaminado dentro de los hogares son principalmente mujeres y niños, ya que se encuentran la mayor parte del tiempo cerca de la cocina (Duflo, 2008).

En el **cuadro 7-2** se muestran los resultados de los estudios revisados por la OMS acerca de las repercusiones para la salud que tiene la exposición a la contaminación del aire de interiores. Así, la inhalación de humo en el interior de las viviendas duplica el riesgo de

neumonía y otras infecciones agudas de las vías respiratorias.

El hábito de consumir energía básica (biomasa u otros), tiene un impacto negativo en la productividad de los hogares. La salud se ve seriamente afectada por la exposición al humo dentro de los hogares, reduciendo las capacidades de los miembros del hogar para acceder a trabajos mejor remunerados y porque se generan mayores gastos en salud; en consecuencia, se reducen los niveles de ingreso del hogar. En el caso de los niños, una deficiencia en su salud puede provocar menores niveles de atención en el colegio, reduciendo su ejecución académica (Duflo, 2008).

Una consideración adicional es el costo de oportunidad del tiempo dedicado a la recolección de biomasa. Por ejemplo, en África, una mujer puede demorar hasta cuatro horas al día buscando biomasa (ver **gráfico 7-2**). Este tiempo podría ser utilizado para alguna actividad más productiva que genere más ingresos al hogar. Las mujeres, en gran medida, son las responsables de realizar esta actividad, por lo que son las más afectadas en su productividad; si esto no fuese así, sería posible que genere más ingresos (WHO, 2006).

Varios estudios han tratado de medir el efecto de la electrificación en la productividad. Khandker, Barnes y Samad (2012) identificaron

que el cambio a electricidad resulta fundamental para el incremento de los ingresos del hogar; asimismo, permite que los niños completen sus años escolares en Bangladesh. De forma similar, Van de Walle, *et al.* (2013) encontró que la electrificación rural en India permite el incremento del consumo, así como un cambio del trabajo informal hacia uno formal a largo plazo. También mejora los niveles de matrícula y asistencia escolar. Grimm, *et al.* (2014) identifican en su estudio que los niños de áreas rurales que acceden a pequeños sistemas de energía solar tienen una mejor calidad de aprendizaje, así como mayor flexibilidad de horas para el estudio, incluso con pequeñas cantidades de electricidad.

Quemar biomasa contribuye a la deforestación regional, especialmente en regiones donde la madera es escasa, como en Latinoamérica, donde la deforestación es aguda (WHO, 2006). En el peor escenario, especialmente en áreas muy pobladas y con severa deforestación, se puede impulsar el desgaste de la biodiversidad, incrementando la desertificación y el decrecimiento de tierra húmeda. El aumento de la deforestación puede significar que las familias utilizan otros recursos de energía diferentes a los habituales. Entre estos se consideran los desechos animales, los cuales impiden que los nutrientes necesarios lleguen a los árboles, trabando su crecimiento (Kammen, *et al.*, 2001). Finalmente, el uso de biomasa puede generar siniestros en las viviendas o también incendios forestales (WHO, 2006).

Cuadro 7-2
Impacto en la salud de la contaminación al interior de los hogares

Resultado de salud	Pruebas ¹	Población	Riesgo relativo ²
Infecciones agudas de las vías respiratorias inferiores	Fehacientes	Niños 0-5 años	2.3
Enfermedad respiratoria obstructiva crónica	Fehacientes Moderadas I	Mujeres ≥ 30 años Hombres ≥ 30 años	3.2 1.8
Cáncer de pulmón (carbón)	Fehacientes Moderadas I	Mujeres ≥ 30 años Hombres ≥ 30 años	1.9 1.5
Cáncer de pulmón (biomasa)	Moderadas II	Mujeres ≥ 30 años	1.5
Asma	Moderadas II Moderadas II	Niños 5-14 años Adultos ≥ 15 años	1.6 1.2
Catarata	Moderadas II	Adultos ≥ 15 años	1.3
Tuberculosis	Moderadas II	Adultos ≥ 15 años	1.5

Fuente y elaboración: WHO (2006).

¹/ Pruebas fehacientes: muchos estudios del uso de combustibles sólidos en los países en desarrollo, apoyados por datos probatorios de estudios de la exposición activa y pasiva al humo de tabaco, la contaminación del aire urbana y estudios bioquímicos o de laboratorio.

Pruebas moderadas: al menos tres estudios del uso de combustibles sólidos en los países en desarrollo, apoyados por datos probatorios de estudios sobre el tabaquismo activo y en animales. Moderadas I: pruebas fehacientes para grupos específicos de edad o sexo. Moderadas II: datos probatorios limitados.

²/ El riesgo relativo indica cuántas veces es más probable que la enfermedad se presente en personas expuestas a la contaminación del aire de interiores que en personas no expuestas.

7.2. EVIDENCIAS PARA EL CASO PERUANO

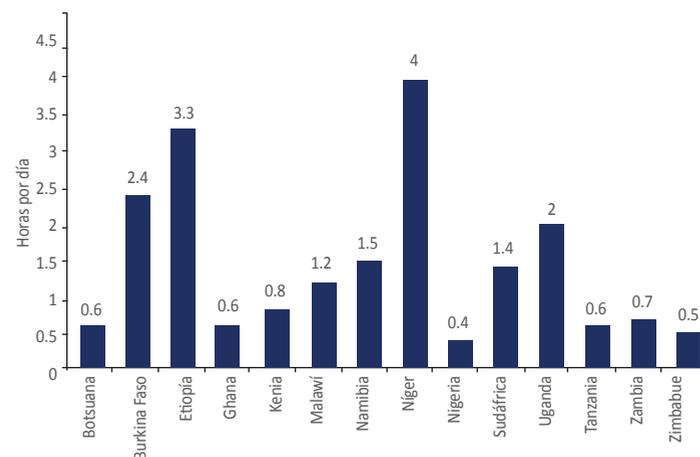
Consumo energético

De acuerdo con Hosier (2004), en países en desarrollo como el Perú, los servicios energéticos básicos que los hogares necesitan satisfacer son cocinar, alumbrar, calefacción y



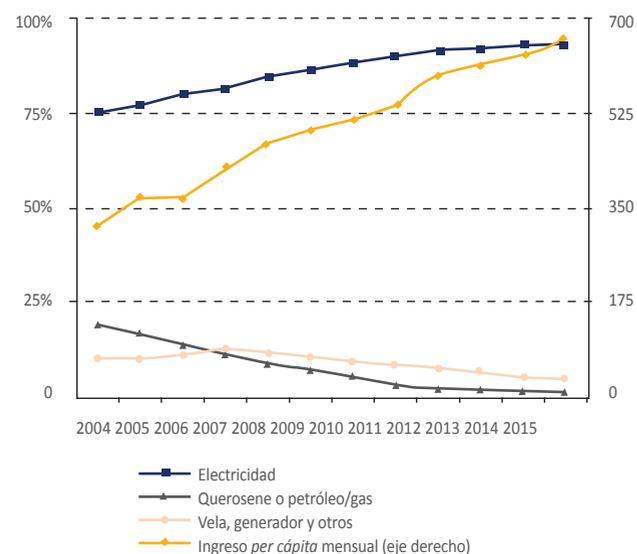
Fuente: Shutterstock.

Gráfico 7-2
Horas por día que necesitan las mujeres para recoger combustibles (1990-2003)



Fuente y elaboración: WHO (2006).

Gráfico 7-3
Tipo de alumbrado que tiene el hogar (%) e Ingreso per cápita mensual (S/)



Fuente: Enaho 2004-2015. Elaboración: GPAE-Osinermin.

hervir agua. En ese sentido, en esta subsección se presenta la evolución del consumo de los recursos energéticos utilizados por los hogares para alumbrar y cocinar, y cómo se relacionan positivamente con los ingresos del hogar. El análisis se realiza tanto para áreas urbanas como rurales, debido a que, como sostiene el mismo Hosier, el nivel de urbanización influye de manera indirecta en las decisiones de consumo energético del hogar. Por lo tanto, se podrían esperar patrones de consumo distintos para cada una de las áreas mencionadas. Para este análisis se empleó la información de la Encuesta Nacional de Hogares (Enaho) de los años 2004 a 2015 y la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (Ercue) de 2016.

a. Alumbrado del hogar

La electricidad es el principal recurso utilizado por los hogares para iluminar la vivienda. Así, se observa en 2015 un nivel de consumo eléctrico de 94%, superior en 18 puntos porcentuales (pp) a lo registrado en 2004 (ver gráfico 7-3). Esto es resultado del desarrollo de proyectos de infraestructura de electrificación rural ejecutados por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), en el marco del Programa Nacional de Electrificación Rural (PNER), cuyo fin es incrementar la cobertura eléctrica a nivel nacional (en la siguiente sección se verá con detalle el programa).

En tal sentido, el principal impacto del programa se da en las áreas rurales, donde el uso de la electricidad para alumbrado se incrementó de 32% (2004) a 78% (2015) (ver gráfico 7-4). En lo que respecta al área urbana, el consumo eléctrico no evidenció cambios significativos, dado que ya presentaba elevados niveles de electrificación. Apenas creció 5 pp en los últimos 12 años.

El crecimiento del consumo eléctrico estuvo acompañado por una reducción del consumo de fuentes de energía más tradicionales como la vela o querosene. De nuevo, el principal cambio se dio en los hogares rurales, donde el consumo del querosene disminuyó de 56% (2004) a 4% (2015), mientras que el uso de la vela y otras fuentes solo se redujo en 20 pp.

En los gráficos se muestra también la evolución de los ingresos per cápita del hogar. Así pues, se evidencia una relación positiva entre consumo eléctrico e ingresos del hogar; en contraste, la relación es negativa con las demás fuentes de

energía. Sin embargo, para validar la hipótesis de la escalera energética es necesario realizar un estudio econométrico que permita saber si, efectivamente, un mayor ingreso impacta de forma positiva en la decisión de emplear electricidad.

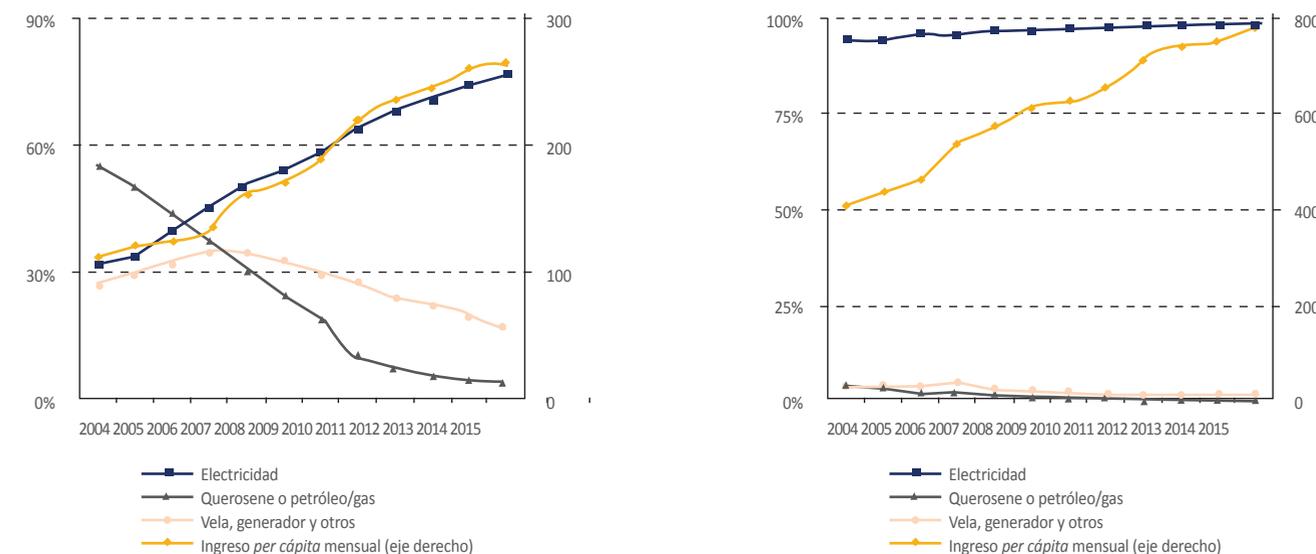
A pesar del importante crecimiento de la electrificación, todavía existe una brecha de acceso de 20% en las zonas rurales. La falta de acceso al servicio eléctrico se da porque los hogares rurales no están conectados a la red nacional de electricidad. Asimismo, probablemente dispongan de limitados ingresos monetarios, por lo cual, los recursos e infraestructura con los que cuentan no son suficientes. En ese sentido, se debe continuar con la expansión de la red eléctrica nacional mediante el mencionado programa de electrificación.

En la escalera energética, el peldaño inferior es el que impacta de forma más negativa en el ambiente; su efecto es mucho mayor al generado por el peldaño superior. Se estima que 2.4 billones de personas utilizan biomasa todos los días; el resultado diario es de dos millones de toneladas de biomasa quemada. Esto emite gran cantidad de CO₂ a la atmósfera.



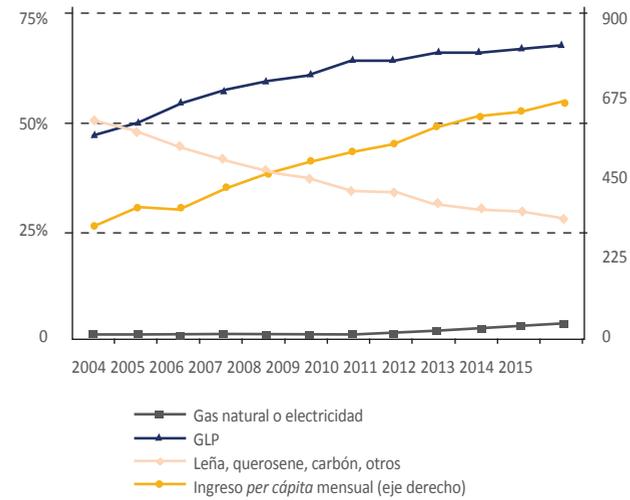
Fuente: Shutterstock.

Gráfico 7-4
Tipo de alumbrado que tiene el hogar (%) e ingreso per cápita mensual (S/) a nivel: Rural Urbano



Fuente: Enaho 2004-2015. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Gráfico 7-5
Combustible utilizado para cocinar con mayor frecuencia (%) e ingreso per cápita mensual (S/)



Fuente: Enaho 2004-2015. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

b. Cocina

En lo que respecta a las fuentes energéticas utilizadas con mayor frecuencia para cocinar, también se evidencia un importante descenso en el consumo de combustibles contaminantes, como la leña o el carbón. Los resultados a nivel nacional muestran que el consumo del gas licuado de petróleo (GLP) aumentó de 48% (2004) a 68% (2015), mientras que el consumo de la leña, querosene o carbón descendió de 51% (2004) a 28% (2015), (ver gráfico 7-5).

En las áreas urbanas prevalece el consumo del GLP, aunque la tasa de crecimiento ha ido disminuyendo en los últimos años debido a que los hogares están optando por consumir gas natural. En contraste, en las áreas rurales todavía sigue predominando el consumo de los combustibles tradicionales, que apenas disminuyó en 15 pp. El consumo del GLP tampoco evidenció un incremento importante: de 5% (2004) a 20% (2015). Al igual que el caso anterior, el uso de combustibles más limpios se relaciona positivamente con el aumento del ingreso, aunque esto es más evidente en los hogares urbanos (ver gráfico 7-6).

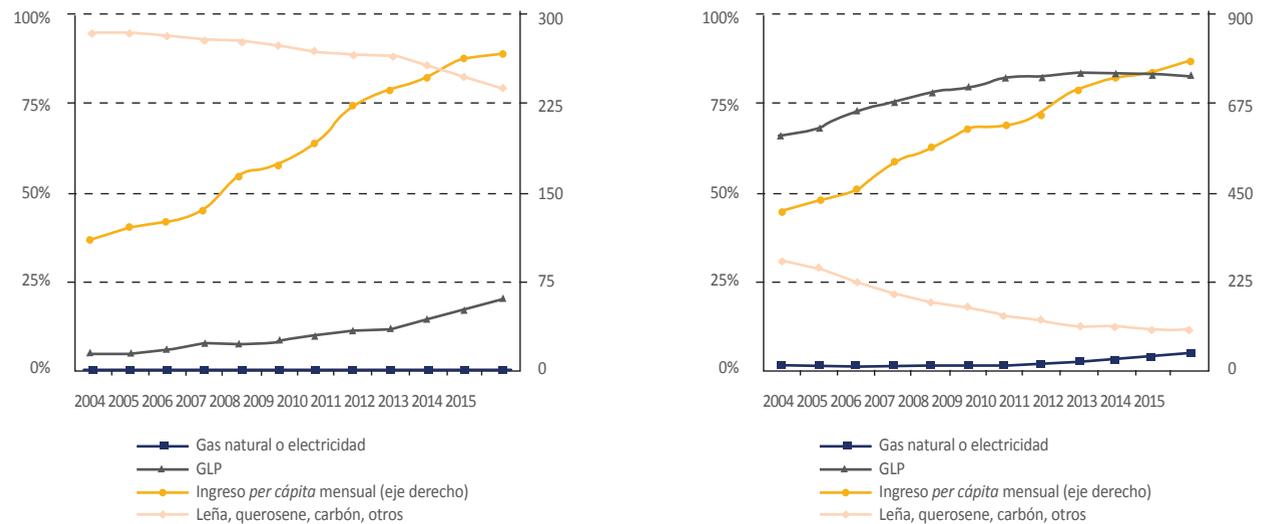
Con el objetivo de comprender mejor cómo la elección de los combustibles está relacionada con los ingresos del hogar, en el gráfico 7-7 se muestra la incidencia en el uso del GLP y los demás combustibles. Al igual que en los gráficos anteriores, se muestra la información tanto para el ámbito urbano como el rural. Además, en cada gráfico se puede ver el porcentaje del consumo de cada combustible según el nivel de ingreso (dividido en quintiles).

A cualquier nivel de ingreso, los hogares urbanos tienden a consumir más GLP, mientras que los hogares rurales adoptan más los combustibles tradicionales. Además, el consumo del GLP en los hogares urbanos se incrementa en los mayores quintiles de ingreso. Así, en el quintil 1, el 56% de los hogares consume GLP, mientras que en el quintil 5 el consumo se estabiliza en 89%. En dicho quintil se produce una leve transición hacia el GN, una fuente de



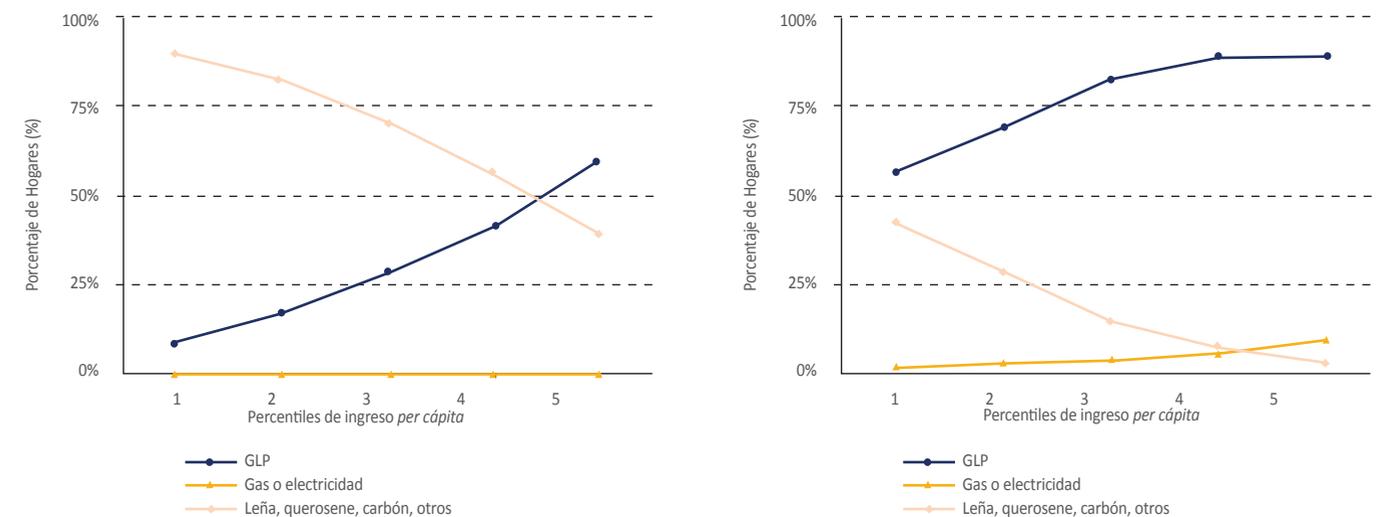
Foto: Familia beneficiada Bono Gas. Fuente: FISE.

Gráfico 7-6
Combustible utilizado para cocinar con mayor frecuencia (%) e ingreso per cápita mensual (S/)
Rural Urbano



Fuente: Enaho 2004-2015. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-7
Uso del GLP y otras fuentes energéticas para la cocción de alimentos, 2015 para el área Rural Urbana



Fuente: Enaho 2004-2015. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

energía más barata y eficiente, aunque el costo de instalación es bastante elevado. La misma tendencia se evidencia en los hogares rurales, aunque el consumo no llega a ser tan elevado como en los urbanos. En el quintil 1, solo el 9% de los hogares rurales consume GLP, mientras que en el quintil 5 se registra un consumo de 59%.

A pesar de que el uso de combustibles tradicionales en los hogares rurales decae fuertemente a mayores quintiles de ingreso, la incidencia de este tipo de combustibles sigue siendo relativamente elevada (el 40% del quintil más alto sigue consumiendo leña). Por otra parte, en los hogares urbanos el uso de combustibles tradicionales es apenas

2%. En suma, el gráfico muestra evidencia de que un mayor poder adquisitivo en el hogar permitiría migrar hacia el uso de fuentes de energía más eficientes. No obstante, Heltberg (2005) enfatiza que esta relación está directamente influenciada por las características socioeconómicas de los hogares de ingresos más altos (preferencias, tiempo destinado para cocinar, número de miembros del hogar, entre otras) a las facilidades de acceso y cobertura de la oferta energética.

Cocinar con combustibles sólidos, como la leña o el carbón, es perjudicial para la salud debido a que las personas encargadas de hacerlo (comúnmente mujeres) se encuentran expuestas a inhalar el humo de los

combustibles. Los hogares que sufren del friaje queman leña para la calefacción y respiran el aire contaminado con ventanas cerradas, lo que causa enfermedades respiratorias. Existe un mayor riesgo si el hogar no tiene un ambiente exclusivo para cocinar, puesto que el humo puede afectar a los demás miembros del hogar. Además, se sabe que el riesgo de mortalidad por respirar el aire contaminado es mayor en personas más vulnerables, como niños y ancianos.

En los cuadros 7-3 y 7-4 se muestra la información, para el área rural, del porcentaje de niños menores de 12 y ancianos mayores de 65 que sufrieron alguna enfermedad respiratoria durante los últimos tres meses. De los hogares que emplearon combustibles sólidos para cocinar, el 21% de niños y el 24% de ancianos sufrieron enfermedades respiratorias. Para los hogares que solo emplearon GLP se evidencian resultados mucho menores. La prevalencia de enfermedades es más alta para los hogares que no cuentan con una habitación exclusiva para cocinar.

Asimismo, en 2015, 5.8 millones de personas fueron afectadas por las heladas y el friaje (PCM, 2015). Gonzales y Steenland (2014) estiman que la contaminación promedio en los hogares en el Perú (expuestos al friaje) es 100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, cuando la tasa aceptada por la OMS es menos de 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Se deduce entonces que la contaminación en el interior del hogar es un problema muy grave en el Perú.

Sin embargo, la contaminación en los hogares expuestos al friaje puede ser mitigada, ya que existen estudios donde se señala que no es muy caro usar energías más limpias en lugar de biomasa. Darby (2004), analizando datos de la Enaho, pudo evidenciar que hogares en el 10% más bajo en la distribución del ingreso y que cocinan con energías limpias, asignan 4% de sus

gastos a la energía en comparación de hogares pobres que usan biomasa, los cuales dedican 3% de sus gastos a productos higiénicos y 3% a entretenimiento. Este resultado evidencia que el traslado del uso de energías contaminantes a energías más limpias no es muy costoso.

Factores que determinan el uso de combustible

Como se indicó anteriormente, además del ingreso existen otros factores que están detrás de la decisión de consumo energético del hogar. Al respecto, Toole (2015) considera que la educación, el tamaño del hogar, la urbanización y la cultura son los factores que más influyen en el uso de combustibles. De este modo, en esta subsección se muestra información descriptiva que relaciona cada indicador socioeconómico con el tipo de combustible empleado para cocinar. De nuevo, es importante aclarar que los resultados no muestran un efecto causal. Para obtener el impacto de las variables mencionadas, es necesario realizar una estimación econométrica.

• **Educación.** Diversos estudios sostienen que a mayor educación en los hogares es menos probable que opten por combustibles no sólidos. Van der Kroon *et al.* (2013) sugieren que una mayor educación implica más conocimiento de alternativas a la biomasa y una sólida comprensión de los beneficios asociados a este tipo de combustibles. Heltberg (2005) supone que individuos con mayor educación tienen un mayor costo de oportunidad de consumir biomasa, debido a que el tiempo que pasan recolectando la biomasa se hace relativamente más costoso. La evidencia peruana muestra que a más años de educación el uso de combustibles más eficientes se incrementa. Tal como se observa en los cuadros 7-5 y 7-6, el consumo del GLP es mayor para hogares que

tienen secundaria y educación superior. En contraste, menores años de educación se relacionan con el consumo de biomasa.

• **Tamaño del hogar.** Toole (2015) argumenta que existen diferentes canales mediante los cuales el tamaño del hogar influye en la elección del combustible. Por una parte, considera que hogares más grandes consumen más combustibles tradicionales, específicamente, aquellos que pueden ser recolectados, debido a que a disponen de

más personas para realizar el recojo. Por otra parte, hogares más grandes implican un menor costo fijo de adoptar combustibles no tradicionales. De la literatura revisada por Toole, se encuentran resultados mixtos y bastante contradictorios. Del mismo modo, de los datos revisados para el caso peruano, tampoco hay resultados concluyentes, hogares con más (o menos) miembros no están necesariamente vinculados con mayor (o menor) consumo de un combustible en específico.

Cuadro 7-3
Niños menores de 12 años que en los tres últimos meses sufrieron de enfermedades respiratorias (tos, respiración agitada) en áreas rurales

	Vivienda con habitación exclusiva para cocinar		
	Sí	No	Total
Cocina exclusivamente con GLP	11.8%	17.3%	13.8%
Cocina con combustibles sólidos	18.3%	27.0%	21.1%

Fuente: Ercue 2016. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 7-4
Ancianos mayores de 65 años que en los tres últimos meses sufrieron de enfermedades respiratorias (tos, respiración agitada) en áreas rurales

	Vivienda con habitación exclusiva para cocinar		
	Sí	No	Total
Cocina exclusivamente con GLP	10.0%	22.8%	13.1%
Cocina con combustibles sólidos	23.8%	24.0%	23.8%

Fuente: Ercue 2016. Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Fuente: Shutterstock.

La urbanización fomenta la adopción de múltiples combustibles mediante la creación de mercados más dinámicos.

Asimismo, se observa que el uso de combustibles más limpios, en cada característica social del hogar, es mayor en 2015 (asociado a mayores niveles de ingreso) que en 2004 (asociado a menores niveles de ingreso). Esto va acorde con lo expuesto líneas arriba.

- **Urbanización.** Hosier (2004) sostiene que los hogares que viven en áreas urbanas enfrentan un diferente conjunto de oportunidades, debido a que la capacidad para recolectar leña u otros combustibles

tradicionales en lugares cercanos tiende a ser muy limitada con respecto a las áreas rurales. De acuerdo con Van der Kroon, *et al.* (2013), la urbanización fomenta la adopción de múltiples combustibles mediante la creación de mercados más dinámicos. En efecto, los cuadros 7-7 y 7-8 muestran que a mayores niveles de urbanización, el consumo de GLP, electricidad y gas natural se incrementa, mientras que el consumo de la leña disminuye considerablemente.

- **Cultura y tradición.** Heltberg (2005), en su estudio sobre Guatemala, afirma que grupos indígenas, como los descendientes de los mayas, recurren en mayor medida a la leña. El autor supone que una razón podría ser la preferencia por un estilo de vida más tradicional. En los hogares rurales del Perú ocurre lo mismo, pues tradicionalmente se empleaban combustibles sólidos para cocinar, ya sea por una cuestión de costumbres o creencias, por lo cual existe alta resistencia al cambio para el uso de

energías menos contaminantes. En nuestro caso se utiliza el idioma o lengua materna que el jefe de hogar aprendió en su niñez como una variable proxy de cultura o tradición. Por lo general, jefes de hogar que aprendieron quechua, aymara o lenguas nativas, tienen hábitos de cocina más tradicionales, por lo que usan más la leña o bosta. En los siguientes cuadros se evidencia que las familias cuyo jefe de hogar aprendió una lengua nativa consumen más leña y otros combustibles tradicionales.

Del mismo modo, se observan tasas de consumo de GLP más altas para urbanización e idioma en 2015 (mayores ingresos) que en 2004 (menores ingresos).

7.3. ACCIONES TOMADAS POR EL ESTADO PERUANO

Dado que el uso de energías más eficientes mejora la calidad de vida de muchas maneras, el Estado tiene distintos proyectos que se encargan de ayudar a los hogares que se

Cuadro 7-5
Combustible utilizado para cocinar según nivel de educación y tamaño del hogar, 2004 (%)

Combustible usado con mayor frecuencia para cocinar	Educación del jefe del hogar			Tamaño del hogar			
	Sin nivel, inicial y primaria	Secundaria incompleta o completa	Superior incompleta o completa	1 a 2 personas	3 a 4 personas	5 a 6 personas	7 a más personas
GLP	24.3%	58.4%	80.6%	38.4%	57.4%	48.0%	35.3%
Electricidad	0.2%	1.2%	4.8%	3.4%	1.6%	0.6%	0.8%
Querosene	8.9%	11.8%	5.8%	7.9%	8.9%	9.5%	10.9%
Carbón	2.0%	2.3%	0.7%	1.0%	1.7%	1.8%	2.9%
Leña	52.2%	22.8%	6.3%	37.1%	25.6%	33.4%	42.2%
Otro	12.4%	3.6%	1.8%	12.2%	4.8%	6.7%	7.9%

Fuente: Enaho 2004. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 7-7
Combustible utilizado para cocinar según nivel de urbanización e idioma o lengua del hogar, 2004 (%)

Combustible usado con mayor frecuencia para cocinar	Urbanización			Idioma o lengua materna del jefe del hogar		
	Rural	Urbano 1 ¹	Urbano 2 ²	Lengua nativa	Aymara o quechua	Castellano
GLP	4.9%	43.8%	73.0%	2.5%	24.0%	57.5%
Electricidad	0.1%	2.1%	2.1%	0.0%	0.1%	2.0%
Querosene	1.0%	7.2%	14.4%	0.0%	11.7%	8.2%
Carbón	0.2%	2.4%	2.5%	0.0%	0.3%	2.4%
Leña	74.8%	37.6%	7.3%	96.7%	46.7%	26.6%
Otro	19.0%	6.8%	0.7%	0.8%	17.2%	3.4%

Fuente: Enaho 2004. Elaboración: GPAE-Osinergmin ^{1/} Estrato de 401 a 10,000 viviendas ^{2/} Estrato de 10 000 a más viviendas.

Cuadro 7-6
Combustible utilizado para cocinar según nivel de educación y tamaño del hogar, 2015 (%)

Combustible usado con mayor frecuencia para cocinar	Educación del jefe del hogar			Tamaño del hogar			
	Sin nivel, inicial y primaria	Secundaria incompleta o completa	Superior incompleta o completa	1 a 2 personas	3 a 4 personas	5 a 6 personas	7 a más personas
GLP	45.7%	77.0%	88.5%	63.0%	73.5%	67.1%	57.3%
Electricidad	0.1%	0.7%	1.8%	1.6%	0.4%	0.3%	0.1%
Gas natural	2.0%	3.2%	4.3%	2.8%	2.9%	3.1%	4.0%
Querosene	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.2%
Carbón	2.2%	1.5%	0.4%	1.3%	1.3%	1.8%	2.6%
Leña	32.1%	11.7%	3.9%	18.0%	14.9%	18.9%	26.3%
Otro	17.8%	5.9%	1.1%	13.2%	7.0%	8.8%	9.5%

Fuente: Enaho 2015. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 7-8
Combustible utilizado para cocinar según nivel de urbanización e idioma o lengua del hogar, 2015 (%)

Combustible usado con mayor frecuencia para cocinar	Urbanización			Idioma o lengua materna del jefe del hogar		
	Rural	Urbano 1 ¹	Urbano 2 ²	Lengua nativa	Aymara o quechua	Castellano
GLP	20.1%	71.1%	87.6%	7.7%	50.0%	74.9%
Electricidad	0.0%	0.4%	1.1%	0.0%	0.1%	0.9%
Gas natural	0.0%	0.2%	5.4%	3.0%	2.0%	3.4%
Querosene	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%
Carbón	0.6%	2.3%	1.6%	0.3%	0.7%	1.8%
Leña	49.5%	18.8%	3.2%	71.1%	28.4%	13.1%
Otro	29.8%	7.3%	1.1%	18.0%	18.8%	5.8%

Fuente: Enaho 2004. Elaboración: GPAE-Osinergmin ^{1/} Estrato de 401 a 10,000 viviendas ^{2/} Estrato de 10 000 a más viviendas.

encuentran en la base de la escalera energética a dar el salto y utilizar energías más eficientes. Así, el MEM impulsa ampliar la red eléctrica en las fronteras, conectando a los pueblos lejanos a la red nacional.

Desde 2006, el MEM ha tenido proyectos de ampliación en todos los departamentos en el país, conectando a más de un millón de personas a la red (MEM, 2015). Sin embargo, todavía quedan sitios donde sería muy difícil llevar la red de electricidad o ducto de gas. Para ello, existen otros programas que apoyan la aceleración del cambio de energía. En la actualidad, el gobierno peruano está tomando medidas que permitirán mejorar la calidad del consumo de energía; para ello, se apoya en la labor de tres instituciones: el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin), que administra el proyecto FISE;

el MEM, mediante el programa de Suministro de Energía a Áreas No Conectadas a Red; y la empresa pública Adinelsa.

Ministerio de Energía y Minas, MEM

Mediante D.S. N° 031-2007-EM, publicado el 26 de junio de 2007, el MEM quedó a cargo del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), que brinda acceso a la electricidad a las poblaciones alejadas. Las poblaciones sin acceso a electricidad se caracterizan por la lejanía y poca accesibilidad de sus localidades, consumo unitario reducido, poblaciones y viviendas dispersas, así como por el bajo poder adquisitivo de los habitantes (PNER, 2015).

Es evidente la evolución de la electrificación en el Perú en los últimos años. Una prueba es el

contraste de la cobertura eléctrica en 1993, la cual se caracterizaba por ser: nacional 54.9%, urbana 77% y rural 7.7%; con respecto a las estimaciones realizadas para 2015, que fueron de: nacional 93.9%, urbana 98.8% y rural 77.9%. Estos resultados evidencian una significativa mejora en la cobertura, lo que implica que muchos hogares de recursos limitados (sobre todo asentados en zonas rurales) se han visto beneficiados por tener acceso a la electricidad. Esto representa un ascenso de estas familias en la escalera energética; asimismo, los resultados van de la mano con la mejora del Producto Bruto Interno (PBI) nacional, que ha crecido en los últimos 15 años a una tasa promedio anual de 5.3%. Los mecanismos utilizados por el MEM para expandir la electrificación en zonas rurales incluyen:

- Extensión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y/o los Sistemas Aislados (SSAA); a partir de ellos, se desarrollan los Sistemas Eléctricos Rurales (SER).
- La implementación de energía solar mediante el Sistema Fotovoltaico (SF) en zonas alejadas con potencial solar, en regiones a las cuales no se puede acceder por el SEIN o SSAA.
- Construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH). Estas se ubican, principalmente, en los andes y hacia las vertientes occidentales u orientales.
- Construcción de infraestructura eólica. Esta alternativa se está evaluando para la electrificación rural. Sus beneficiarios se encontrarían en valles intermedios de la zona costera.

De esta forma, al cierre de 2015, el MEM viene desarrollando los siguientes programas de electrificación rural en el Perú:

a) **Proyectos en ejecución de la Dirección de Proyectos:** comprende 31 proyectos de electrificación que impactan en 142 623 pobladores con una inversión de S/ 131.9 millones.

b) **Proyectos con energías renovables:** se

cuenta con dos programas. El primero es el Sistema Fotovoltaico Domiciliario, el cual impacta a 400 localidades y 6930 viviendas; el segundo corresponde al Programa Masivo con Sistemas Fotovoltaicos, el cual tendrá un impacto en 60 010 localidades y 410 411 viviendas. Este se otorgó por

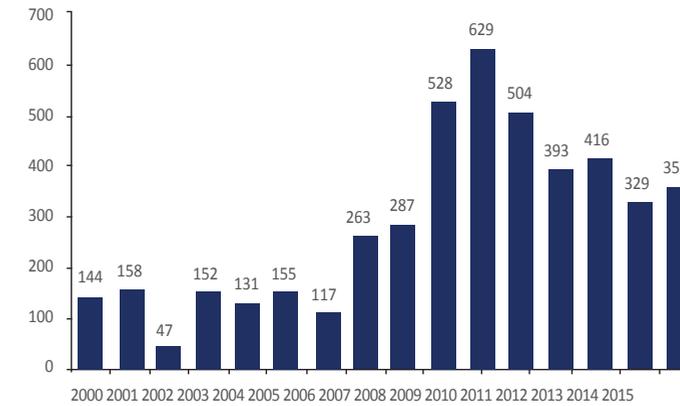
medio de una subasta internacional dirigida por Osinermin.

c) **Proyectos con fondos concursables:** conformados por los proyectos Foner I y Foner II. El primero amplió la cobertura eléctrica rural en 105 mil conexiones, beneficiando a 446 mil pobladores rurales. El presupuesto para Foner I fue de aproximadamente US\$ 130 millones. Debido a su éxito, se dio inicio a Foner II, el cual cuenta con un presupuesto de US\$ 72 millones para continuar con el programa.

d) **Programa de electrificación en la zona del Valle del Río Apurímac, Ene y Mantaro (Vraem):** este programa cuenta con un presupuesto de S/ 135 millones, con el que se busca electrificar 848 centros poblados y beneficiar a 153 mil habitantes. A finales de 2015 se han desarrollado 34 obras, las cuales benefician a 108 mil habitantes.

e) **Programa en la zona del Huallaga:** este programa cuenta con un presupuesto de S/ 116 millones, impacta en 1638 localidades y beneficia a 110 mil habitantes.

Gráfico 7-8
Ejecución presupuestal en electrificación rural, 2000-2015 (en S/ millones)



Fuentes: MEM y PNER 2016-2021. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Cuadro 7-9
Plan Nacional de Electrificación Rural, 2016-2025

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
1. Inversiones (millones de S/)											
Líneas de transmisión	75	62	71	110	118	-	-	-	-	-	435
Sistemas eléctricos rurales	651	537	313	375	96	57	119	-	-	-	2147
Pequeñas centrales hidroeléctricas	-	-	-	26	27	3	4	-	-	-	61
Módulos fotovoltaicos	452	185	81	81	81	81	81	81	81	81	1285
Empresas eléctricas	103	103	103	-	-	-	-	-	-	-	308
Inversiones anuales	1281	886	568	591	322	141	204	81	81	81	4236
Inversiones acumuladas	1281	2167	2735	3326	3648	3 789	3993	4074	4155	4236	
2. Metas físicas											
Población (habitantes)	1009	607	351	538	226	160	230	87	87	87	3381
Viviendas beneficiadas	288	155	96	134	64	47	65	29	29	29	987

Fuentes y elaboración: MEM y Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) 2016-2025.



Foto: Familia con luz Eléctrica. Fuente: Difusión.

f) **Plan multisectorial ante heladas y friaje:** consiste en un programa multisectorial en donde participa el Centro Nacional de Estimación, Prevención y Reducción del Riesgo de Desastres (Cenepred), Ministerio de Salud (Minsa), Ministerio de la Mujer y Poblaciones Vulnerables (MIMP), Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (MVCS) y el MEM, el cual tiene por finalidad beneficiar a 176 distritos afectados por friaje.

Las acciones y actividades descritas antes se han desarrollado en base a aportes del gobierno central, así como la participación de Organismos Internacionales como el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) y empresas distribuidoras. De esta manera, la ejecución del presupuesto en electrificación rural ha acumulado en el periodo 2000-2015 la cifra de S/ 4610 millones. La evolución de la ejecución se aprecia en el **gráfico 7-8**.

Asimismo, el MEM cuenta con un plan de inversiones en electrificación rural hasta 2025, el cual tiene como objetivo beneficiar 936 mil viviendas, lo que representa a 3.4 millones de habitantes. El detalle de dicho plan se describe en el **cuadro 7-9**.



Foto: Panel Solar. Fuente: Shutterstock..

RECUADRO 7-1

Lo nuevo en electrificación rural

Con el fin de ampliar la frontera eléctrica nacional en centros poblados rurales, aislados y de frontera del país y así, a mediano plazo, alcanzar una cobertura eléctrica de 99%, el MEM implementó un nuevo marco normativo en distribución y electrificación rural (ver **cuadro 7-10**).

Los decretos buscan promover la realización de proyectos de inversión para la ampliación de la frontera energética y, al mismo tiempo, brindar un servicio de calidad, confiable y sostenible. Para ello, se siguen los siguientes lineamientos (Anaya, 2016):

- Creación de una zona de responsabilidad técnica a cargo de las empresas distribuidoras que permita planificar, formular, supervisar, ejecutar y revisar técnicamente proyectos rurales.
- Subsidio a la operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos rurales no convencionales.
- Ejecución de instalaciones eléctricas domiciliarias y conexiones eléctricas para cargas destinadas a usos productivos de electricidad.
- Reforzar, ampliar, remodelar o mejorar la infraestructura eléctrica existente para abastecer a cargas eléctricas rurales.

Cuadro 7-10
Nuevo marco normativo en distribución y electrificación rural

Decreto legislativo	Descripción	Fecha de aprobación
D.L. N° 1221	Mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú	24/09/2015
D.L. N° 1207	Modifica la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural	23/09/2015
D.L. N° 1208	Promueve el desarrollo de planes de Inversión en las empresas distribuidoras bajo el ámbito de Fonafe y su financiamiento	23/09/2015
D.S. N° 033-2015-EM	Establece los criterios y procedimientos para el financiamiento de la ejecución de proyectos de electrificación rural de las empresas del ámbito de Fonafe y Adinelsa	14/11/2015

Fuente y elaboración: Anaya (2016).

Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica

La Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (Adinelsa) es una empresa estatal de derecho privado creada por D.S. N° 025-2007-EM, y encargada de impulsar la electrificación rural. Adinelsa usa varios métodos para brindar electricidad a hogares rurales, por ejemplo, construyendo minicentrales hidroeléctricas, grupos térmicos, centrales eólicas, sistemas fotovoltaicos, pequeños sistemas eléctricos, línea de transmisión y subestaciones de subtransmisión. En 2015, ayudó a 221 992 clientes a obtener electricidad (Adinelsa, 2015). Adicionalmente, instala el sistema de electricidad que funcione mejor en el sitio de acción y, de esta manera, brinda acceso de electricidad a familias rurales.

7.4. FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICO

Ante la existencia de un importante número de personas que no dispone de combustibles modernos y limpios para cocinar sus alimentos (principalmente en zonas rurales), en abril de 2012, el Estado decide crear el FISE mediante la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, con el propósito de promover el acceso a energía menos contaminante (menos emisión de CO₂) para poblaciones más vulnerables en todo el país, con lo cual también contribuye a descarbonizar el sector energético.

Para cumplir con su objetivo, el FISE tiene las siguientes finalidades:

- i) La masificación del uso del gas natural (residencial y vehicular) en los sectores vulnerables.



Foto: Familia beneficiada del FISE. Fuente: FISE.

- ii) El desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética focalizados en las poblaciones más vulnerables.
- iii) La promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables, tanto urbanos como rurales.
- iv) El mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial.

Asimismo, mediante D.S. N° 021-2012-EM, se aprobó el Reglamento del FISE, en el cual se establecieron las disposiciones para la implementación del programa. Además, el MEM dejó encargada su administración a Osinergmin (FISE, 2016). Sus funciones son:

- a) Aprobar el programa de transferencias

de fondos del FISE que corresponde a las liquidaciones necesarias para la ejecución de los proyectos priorizados por el MEM en el Programa Anual de Promociones.

- b) Definir y aprobar procedimientos para la correcta administración del fondo, en base a dos criterios fundamentales: asegurar que los fondos sean usados para los fines que precisa la ley y que la asignación de proyectos se realice mediante mecanismos competitivos.

- c) Informar al MEM y a la Contraloría General de la República sobre la aplicación y ejecución del FISE.

- d) Velar por la adecuada administración del fondo.

e) Opinar con respecto al procedimiento y los criterios para la exclusión gradual de los usuarios FISE beneficiados con la compensación social y promoción para el acceso al GLP.

f) Determinar las áreas fuera de la zona de concesión u otro título habilitante para el servicio público de distribución de energía eléctrica y los mecanismos para que las distribuidoras eléctricas atiendan a un potencial beneficiario FISE que no cuenta con suministro eléctrico en dichas áreas.

• **Focalización geográfica:** regiones, provincias, distritos, centros poblados o manzanas con mayor nivel de situación de pobreza, según la información contenida en el último mapa de pobreza publicado por el INEI.

• **Focalización individual:** hogares con clasificación socioeconómica (CSE) en situación de pobreza o pobreza extrema determinada por el Sistema de Focalización de Hogares (Sisfoh).

Bajo los criterios categóricos se distinguen cuatro grupos de beneficiarios (ver **ilustración 7-3**).

Mediante el D.S. N° 033-2012-EM se estableció que, hasta el 30 de agosto de 2015, solo bastará con cumplir los dos primeros criterios categóricos para que el hogar reciba el beneficio. Es decir, no es necesario cumplir los criterios de focalización individual. No obstante, el D.S. N° 031-2015-EM estableció que a partir del 29 de febrero de 2016 estos usuarios deberán cumplir con lo establecido en el artículo 6 del Reglamento de la Ley para seguir recibiendo el subsidio.

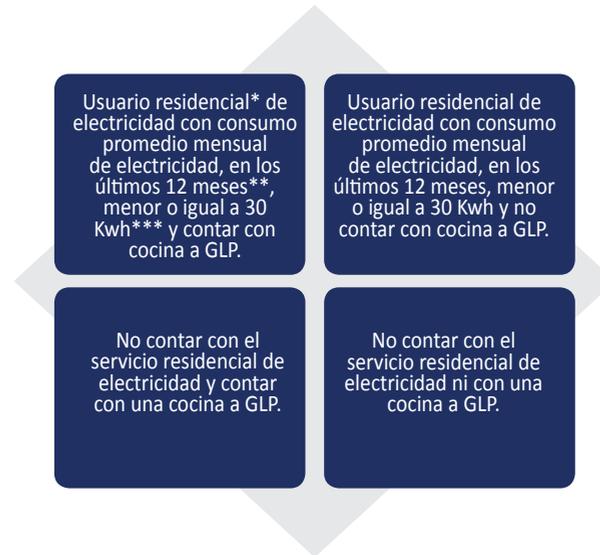
Además, la gestión encargada de administrar el FISE incorporó criterios complementarios para

El FISE ayuda a los hogares a acceder a energías más limpias. Esto permite que hogares con recursos limitados puedan dar el salto en la escalera energética y mejorar, de acuerdo con las investigaciones antes señaladas, sus niveles de ingreso, salud, educación, acceso a trabajos formales, entre otros. Para el cumplimiento de ello, el proyecto FISE tiene tres ejes de acción que se presentan a continuación.

Programa de promoción de acceso al GLP

En su búsqueda por contribuir a la mejora de la calidad de vida de las poblaciones en condiciones de vulnerabilidad que usan combustibles sólidos (leña o bosta) para satisfacer sus necesidades de cocción, el FISE se orienta a subsidiar el consumo del GLP mediante la entrega mensual de un vale de descuento de S/ 16¹ a los hogares que cumplen con ciertos criterios socioeconómicos y categóricos, para la utilización exclusiva en la compra de un balón de GLP de 10 kg. El artículo 6 del Reglamento² de la Ley establece los criterios socioeconómicos y categóricos que los hogares deben cumplir para ser beneficiarios del FISE³. Los criterios socioeconómicos consideran la focalización a nivel geográfico e individual.

Ilustración 7-3 Grupos de beneficiarios del FISE



Fuente: Ley N° 29582. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

* Se entiende por usuario residencial a aquel cuya potencia eléctrica instalada corresponda a actividades domésticas en más del 50%

** No se considerará los meses sin consumo durante dicho período. Por lo tanto, el promedio será calculado entre los meses que registren consumo mayor a cero.

*** Para la provincia de La Convención se considera un umbral de consumo promedio mensual de electricidad menor o igual a 100 Kwh.

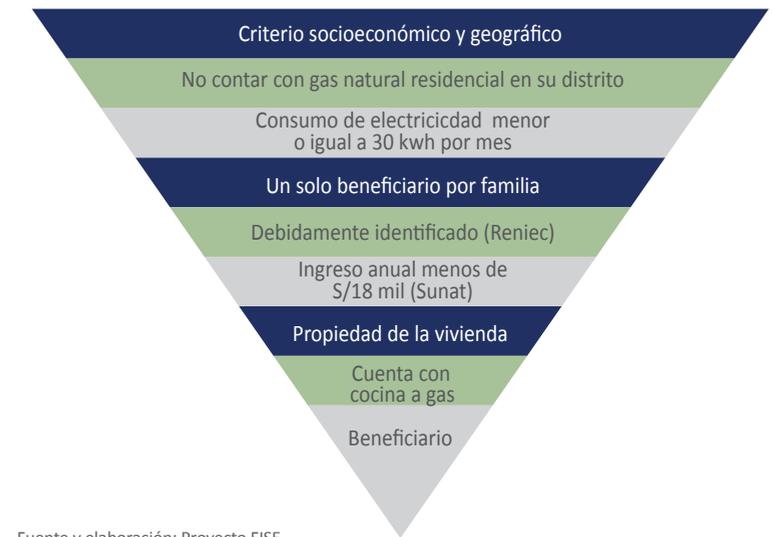
identificar a las personas que cuenten con servicio eléctrico con el fin de ser incluidas en el Padrón de Hogares (ver **ilustración 7-4**).

Desde noviembre de 2014, como parte del Programa Cocina Perú, el MEM encargó a las Empresas de Distribución Eléctrica la gestión de entrega de kits de cocina a GLP a la población que califique como beneficiaria y que no la tenga. De este modo, se le entrega en calidad de donación por única vez un kit de cocina a GLP compuesto por una cocina de mesa a GLP de dos hornillas, un regulador, una manguera y abrazaderas y un balón de 10 kg con carga.

El proyecto FISE entró en funcionamiento en julio de 2012 e inmediatamente se implementó la entrega de vales de descuento en el marco de la compensación social y promoción de acceso al GLP. El número de familias inscritas que recibió el beneficio llegó a 1 194 112 en 1755 distritos a nivel nacional; lo que permite afirmar que la cobertura distrital del programa abarca 95.53% de los 1837 distritos existentes. Estos resultados muestran que, aproximadamente, 5.73 millones de pobladores se beneficiaron. En los siguientes gráficos se aprecia la evolución de beneficiarios del FISE, así como su distribución por región.

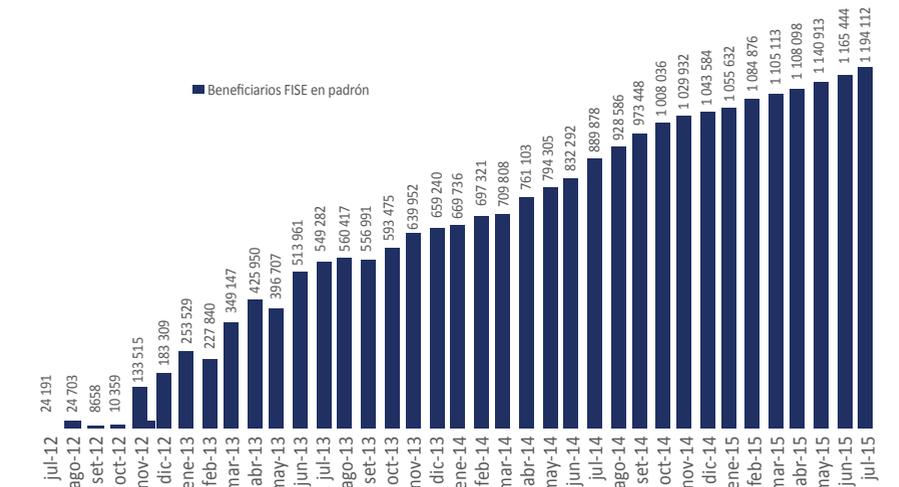
Los hogares que antes consumían carbón vegetal o leña para cocinar, y que ahora consumen GLP gracias al canje de los vales otorgados por el FISE, habrían dejado de emitir una significativa cantidad de CO₂. Al respecto, en el siguiente capítulo se mostrará la magnitud de dicha reducción de CO₂.

Ilustración 7-4 Mecanismos de selección de beneficiarios FISE



Fuente y elaboración: Proyecto FISE.

Gráfico 7-9 Evolución de los beneficiarios FISE del programa de acceso a GLP, 2012-2015



Fuente y elaboración: Proyecto FISE.

Cuadro 7-11
Distribución de beneficiarios por departamento del programa de acceso a GLP, 2012-2015

Región	Cantidad	%
Puno	159 103	13.32%
Cusco	103 625	8.68%
Piura	87 649	7.34%
Junín	84 878	7.11%
Cajamarca	77 978	6.53%
La Libertad	75 977	6.36%
Ayacucho	61 322	5.14%
San Martín	59 768	5.01%
Ancash	57 261	4.80%
Arequipa	56 578	4.74%
Lima	50 338	4.22%
Apurímac	45 919	3.85%
Huánuco	43 899	3.68%
Lambayeque	41 510	3.48%
Huancavelica	39 813	3.33%
Amazonas	38 314	3.21%
Loreto	36 811	3.08%
Ucayali	20 968	1.76%
Pasco	17 811	1.49%
Tacna	8528	0.71%
El Callao	6857	0.57%
Ica	6799	0.57%
Tumbes	5520	0.46%
Moquegua	5368	0.45%
Madre de Dios	1518	0.13%
Total	1 194 112	100.00%

Fuente y elaboración: Proyecto FISE.

Porres, San Juan de Miraflores, Villa María del Triunfo, San Juan de Lurigancho, Ate, Santa Anita, El Callao, Villa El Salvador y Comas”.

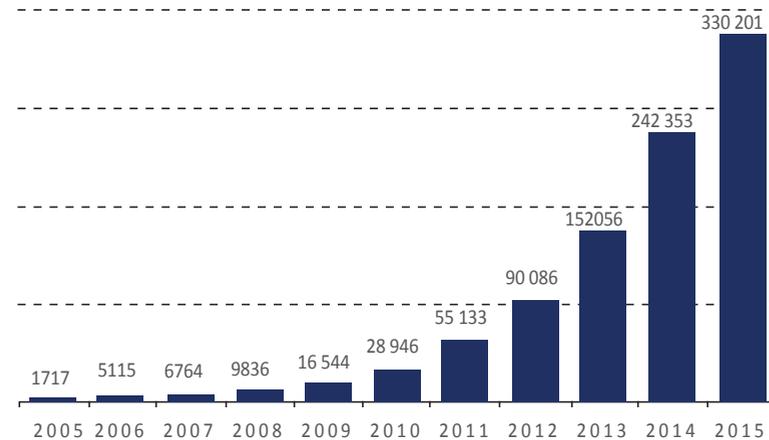
Los datos al cierre de 2015 establecen que los usuarios residenciales y comerciales de gas natural alcanzan los 330 mil; la evolución del número de usuarios se aprecia en el gráfico 7-10. Dado que los beneficiarios son usuarios residenciales y comerciales, la transición en el consumo de combustibles es de GLP a gas natural, lo cual también supone un efecto en la reducción de la emisión de CO₂, aunque el impacto es marginal, puesto que el GLP no es tan contaminante como la biomasa.

Para promover el uso del gas natural, el FISE desarrolló el Programa BonoGas que comenzó a ponerse en práctica en octubre de 2016. La expectativa que tiene el gobierno, de acuerdo

con lo señalado por el actual Presidente del Consejo de Ministros, Fernando Zavala, es la siguiente: “Creemos que es una medida que contribuirá a la masificación del gas y esperamos que en cinco años deberíamos tener 500 000 nuevos hogares conectados al gas natural; entonces, estaríamos hablando de dos millones de personas beneficiadas” (tomado del diario oficial El Peruano 05/10/2016).

Este programa ayuda a familias a conectarse a los ductos de gas bajo tres formas de financiamiento: los hogares de bajos ingresos recibirán un financiamiento del 100%, mientras que los hogares con ingresos medios-bajos deberán pagar un 25% de la instalación (S/ 3 mensuales) y los hogares de ingresos medios, 50% (S/ 7.60 mensuales). Cabe señalar que la devolución será hasta en 10 años y sin intereses. La aplicación de este programa corresponde a las regiones de Lima, El Callao e Ica.

Gráfico 7-10
Evolución de usuarios residenciales y comerciales de gas natural, 2005-2015



Fuente y elaboración: Proyecto FISE.

Programa de masificación del gas natural

El uso del gas natural ha avanzado notablemente. La Memoria Institucional del FISE señala que “En los últimos años, el número de usuarios residenciales de gas natural aumentó de manera significativa, debido a que desde 2008 se vienen creando normas que promuevan la expansión del consumo de gas natural por medio de diversos mecanismos de promoción. Hasta el año 2015 se han instalado 330 201 conexiones residenciales y comerciales, y se ha abastecido a 17 distritos de Lima con gas natural para el sector residencial; estos son El Agustino, San Miguel, Santiago de Surco, Jesús María, Magdalena, Pueblo Libre, Cercado de Lima, Los Olivos, San Martín de

Programa de frontera energética

En la actualidad, existen muchas regiones alejadas de la red de distribución eléctrica, debido a que es muy costoso expandir la red. Hay políticas que impulsan el uso de energías renovables para dichas localidades. En ese contexto, con la intención de ampliar la frontera energética, el MEM aprobó la ejecución del Programa Masivo Fotovoltaico para zonas aisladas no conectadas a la red, mediante el Programa Anual de Promociones 2015, comprometiendo el monto de S/ 9 849 101 para su ejecución hasta finalizar el periodo en mención (FISE, 2015).

El programa tendrá como beneficiarios a los hogares, escuelas y postas médicas ubicados en centros poblados alejados y dispersos del país, que no cuenten con electricidad por red pública. Cabe señalar que la empresa encargada de proveer los equipos fotovoltaicos es Ergon Perú S.A.C, elegida por medio de una subasta pública internacional desarrollada por



Foto: Declaraciones del Presidente J. Tamayo en la inauguración de la primera instalación de gas natural del programa BonoGas. Fuente: FISE.

Osinermin. Las instalaciones de estos equipos se harán en el norte, centro y sur del país. FISE tiene la obligación de sufragar los gastos que efectúen las empresas de distribución eléctrica, según lo dispuesto en el Programa Anual de Promociones 2015 (FISE, 2015).

Ilustración 7-5
Proceso de ejecución del programa masivo fotovoltaico



Fuente y elaboración: Proyecto FISE.

En la **ilustración 7-5** se aprecia la participación que tiene FISE dentro del Programa de Frontera Energética. Como se muestra, va desde la fase de sensibilización hasta la puesta en marcha de los paneles.

7.5. CONCLUSIONES

El presente capítulo ha buscado hacer una revisión del planteamiento teórico de la escalera energética. En base a ello podemos indicar que el ascenso de los hogares en la escalera energética no es lineal sino que depende, principalmente, de otros factores como el ingreso, la educación y la urbanización, lo que hace que el ascenso sea lento.

Para el caso peruano, se realizó un análisis descriptivo tomando como fuente la Enaho 2004-2015. Dicha evidencia muestra indicios de que la hipótesis de escalera energética se cumpliría para el caso peruano, pues existe una relación positiva entre ingresos y consumo de fuentes energéticas modernas. Asimismo, se mostró información de variables socioeconómicas (educación, urbanización y lengua materna) según el tipo de combustible utilizado para cocinar. Al igual que en el caso del ingreso, los resultados muestran que a mejores indicadores socioeconómicos, el consumo de combustibles limpios aumenta.

No obstante, dichos resultados no son concluyentes, pues no es posible obtener una relación de causalidad entre el ingreso (u otra variable socioeconómica) y el tipo de combustible empleado. Para validar la hipótesis de escalera energética es necesario un estudio econométrico, lo cual permitiría saber la dirección y magnitud del impacto de los ingresos (u otras variables) sobre la elección del tipo de combustible.

Si bien es cierto la evolución del consumo de combustibles modernos muestra una tendencia favorable, aún hay mucho por mejorar, sobre todo en las zonas rurales donde los niveles de electrificación son bajos (78%) comparados con los registrados en la zona urbana (99%); más aún, el consumo de combustibles tradicionales para cocinar alcanza el 80%.

Para enfrentar esta situación, el Estado, por medio del MEM (encargado del PNER), Osinergmin (encargado de la administración del Proyecto FISE) y Adinelsa (empresa pública), implementó diversas medidas que tienen como objetivo lograr una transición hacia el uso de combustibles más limpios, lo cual derivará en mejores condiciones de vida y productividad para los hogares.

Dichas políticas permitirán reducir la emisión de CO₂, y con ello la descarbonización del sector energético. Al respecto, en el siguiente capítulo se abordará el impacto que tuvo el FISE, así como otras alternativas menos contaminantes, tales como el aprovechamiento de los RER, biocombustibles y el empleo de medios de transporte eléctricos.

La evidencia muestra indicios de que la hipótesis de escalera energética se cumpliría para el caso peruano, pues existe una relación positiva entre ingresos y consumo de fuentes energéticas modernas.



Foto: Familia beneficiada FISE. Fuente: FISE.



08 | IMPACTO ECONÓMICO

POLÍTICAS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PERÚ



IMPACTO ECONÓMICO

Políticas de energías renovables en el Perú

Durante el proceso de difusión y concientización sobre las consecuencias del cambio climático, como señalan Vásquez *et al.* (2012)¹, numerosos países han implementado políticas ambientales orientadas a disminuir o controlar el nivel de las emisiones del principal gas de efecto invernadero generado por la actividad humana: el dióxido de carbono.



Foto: Cocina a leña, Cusco - Perú. Fuente: Shutterstock.

CAPITULO-08

IMPACTO ECONÓMICO

Políticas de energías renovables en el Perú

La intervención del Estado, mediante sus marcos normativos y las acciones de sus instituciones competentes, tiene como objetivo generar incentivos que permitan internalizar las externalidades derivadas de los procesos productivos de algunos sectores específicos. Estas externalidades están vinculadas al nivel de emisiones de los gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono, gas metano y óxido nitroso, debido a que su concentración progresiva generaría impactos económicos, sociales y ambientales perjudiciales para la población mundial.

En Perú, los principales sectores generadores de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) han sido el vehicular y el eléctrico. El **gráfico 8-1** muestra que el sector transporte habría contribuido con aproximadamente el 40% del total de emisiones de CO₂, seguido del eléctrico, que registró una contribución del 24%. La identificación de estos sectores propició la formulación de dos políticas ambientales trascendentales para el país: la promoción de la generación de energía eléctrica renovable, como se explicó en el **capítulo 3** de este libro, y la comercialización de los biocombustibles en reemplazo de los combustibles fósiles tradicionales, tal como se analizó en el **capítulo 6**.

Finalmente, en el marco de los objetivos propuestos en la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040², se implementaron dos programas orientados a ampliar y consolidar el uso residencial del gas licuado de petróleo (GLP) en sustitución de los combustibles

sólidos tradicionales como la leña, el carbón, la bosta, entre otros: Programa Cocina Perú y el Programa Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).

En esta sección se cuantificarán los beneficios y costos económicos derivados de la generación de recursos energéticos renovables (RER), la comercialización de biocombustibles en el mercado peruano y el impacto en la mitigación de CO₂ de los programas sociales Cocina Perú y FISE, identificando los vínculos entre los objetivos de las políticas analizadas y los instrumentos utilizados.

8.1. IMPACTO DEL ESQUEMA DE PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN DE RER EN EL PERÚ

Como se explicó en el **capítulo 3**, antes de 2008, el parque generador eléctrico se encontraba en



En el marco de los objetivos propuestos en la Política Energética Nacional se implementaron dos programas orientados a ampliar y consolidar el uso residencial de gas licuado de petróleo: Programa Cocina Perú y el Programa Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).



proceso de transición hacia el uso progresivo del gas natural, debido a que la construcción y operación de las centrales térmicas a gas natural permitirían cubrir con los requerimientos de la demanda en un menor tiempo y su fuente energética registraba un precio competitivo con respecto al uso de combustibles fósiles tradicionales, como diésel o el carbón.

No obstante, la penetración de esta nueva fuente energética y el ritmo de crecimiento de la economía del país generaron un incremento progresivo del nivel de emisiones de CO₂ (ver **gráfico 8-2**, donde la línea negra señala a 2008 como la fecha de la introducción de la legislación sobre RER en el Perú). En ese contexto, y en el marco de los convenios internacionales, se promulgó el marco legislativo para la promoción de la inversión para la generación de electricidad por medio de energías renovables³, cuyo objetivo está vinculado a la promoción de la diversificación energética sostenible, contribuyendo así a

la seguridad energética y a reducir el nivel de emisiones de CO₂ en el país. Tamayo *et al.* (2016) señalan que la magnitud de los beneficios potenciales de la generación RER dependería del potencial explotable de los recursos renovables que disponga cada país, su localización geográfica y de las características económicas de los mercados energéticos en los cuales compitan.

Es importante señalar que el desarrollo de la generación eléctrica renovable implicaba un costo nivelado de generación significativamente mayor (IEA, 2010) con respecto a la promoción de centrales térmicas tradicionales, como las de gas natural, diésel o carbón⁴. Esta diferencia era explicada por los altos niveles de inversión inicial requeridos para la instalación y puesta en operación de centrales renovables, como las eólicas, solares y biomasa.

Por tanto, el desarrollo efectivo de estas tecnologías requeriría de mecanismos

económicos complementarios que promuevan su competitividad en el segmento de generación. Vásquez *et al.* (2012) identifican cinco tipos de instrumentos utilizados: i) instrumentos comerciales, cuyo objetivo está orientado a establecer preferencias arancelarias para la importación de equipos o maquinaria que permitan la generación eléctrica renovable; ii) instrumentos regulatorios, por los cuales se establecen cuotas de mercado o certificados RER; iii) instrumentos tributarios orientados a establecer preferencias tributarias; iv) instrumentos crediticios por los cuales se obtienen créditos preferenciales; y v) transferencias financieras directas, cuyo objetivo es garantizar un ingreso financiero seguro.

La política de promoción de generación de RER en el Perú tiene como propósito reemplazar, considerando las restricciones técnicas y económicas, el uso de fuentes de energías contaminantes (como diésel, carbón y gas natural) por fuentes de energías renovables,

como la solar, el viento y la biomasa, cuyos niveles de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son significativamente menores. Las centrales de generación de RER mitigan las emisiones de CO₂ debido a que no realizan proceso alguno de combustión fósil durante su generación eléctrica (ver **ilustración 8-1**).

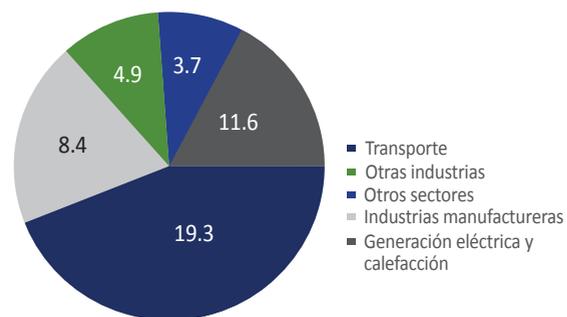
Por otra parte, los proyectos de biogás, además de reducir las emisiones de CO₂, mitigan las emisiones potenciales de CH₄ debido a que el tratamiento de los restos orgánicos de la basura canaliza sus emisiones CH₄ hacia el proceso de generación eléctrica. Es importante señalar que de acuerdo con el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2007), el metano tiene un efecto invernadero 25 veces mayor con respecto al CO₂.

En Perú, desde 2008 se promueve la inversión en generación eléctrica de RER mediante subastas competitivas y contratos directos, como



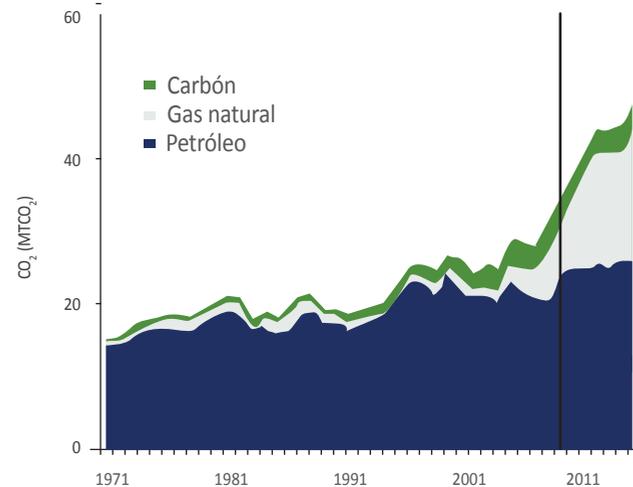
Foto: Familia beneficiada Bono Gas. Fuente: Osinergmin.

Gráfico 8-1
Escalera energética



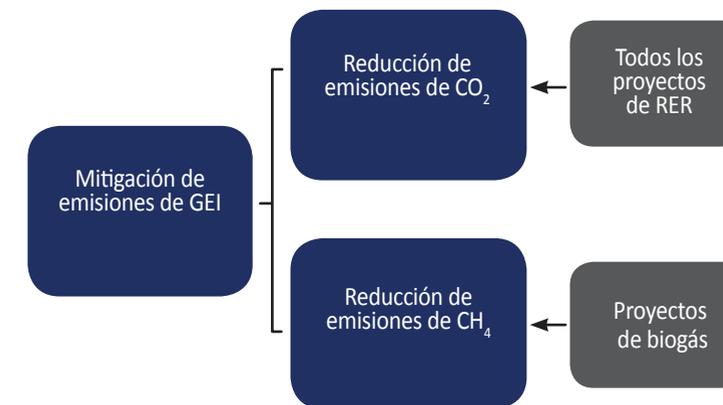
Fuente: IEA (2016a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 8-2
Evolución de las emisiones de CO₂ en el Perú según fuente energética, 1971-2014



Nota. MTCO₂ - Millones de toneladas de CO₂. Fuente: IEA (2016). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ilustración 8-1
Mitigación de GEI por tipo de proyecto de RER



Cuantificación del impacto de la política RER.

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

se explicó en los **capítulos 2 y 3**. El enfoque adoptado promueve la competencia por el mercado al diseñar un mecanismo de subasta que incentive la competencia, contribuyendo a la reducción de los costos de generación. Asimismo, el instrumento económico complementario es el establecimiento de una prima que asegura al inversionista un ingreso garantizado por el precio de la energía adjudicada y no el precio que se derivaría en el mercado de corto plazo (para mayores detalles ver Tamayo *et al.*, 2016).

Cuantificación del impacto de la política de RER

Siguiendo el enfoque propuesto por Vásquez *et al.* (2014), se cuantificó el nivel de emisiones de CO₂ que se habría evitado por el inicio de las operaciones de las

Los proyectos de la generación eléctrica de RER habrían mitigado aproximadamente 6.4 millones de toneladas de CO₂ equivalentes (MTCO₂-e) durante el periodo comprendido entre 2008 y 2016.

centrales de RER mediante el factor de emisión del margen combinado de la red eléctrica existente por la energía producida de cada proyecto de RER. Estos factores fueron elaborados dentro del marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), mientras que la producción de energía RER durante el periodo 2008-2016 fue obtenida de las estadísticas publicadas por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).

Por otra parte, para la estimación de las emisiones de metano, se consideraron las emisiones mitigadas de GEI incluidas en el estudio de MDL del proyecto Huaycoloro, debido a que el tratamiento de los residuos orgánicos habría generado un impacto en el nivel de emisiones de CH₄ en el ambiente.

En esta línea, se estima que los proyectos de generación eléctrica de RER habrían mitigado aproximadamente 6.4 millones de toneladas

de CO₂ equivalentes (MTCO₂-e) durante el periodo comprendido entre 2008 y 2016. La mayor mitigación de CO₂-e (dióxido de carbono equivalente) se habría obtenido de las centrales mini hidráulicas (37%), las centrales de biogás (24%) y los parques eólicos (21%) (ver gráfico 8-3).

Finalmente, en base al estudio realizado por Stern (2006), se utilizará el valor del costo social del CO₂ mitigado en el ambiente, que asciende a US\$ 85 por cada tonelada de CO₂⁵. Asimismo, utilizando una tasa social de descuento del 14.01%, se actualizaron los beneficios económicos a 2016. El gráfico 8-4 muestra la evaluación de los beneficios económicos generados desde el inicio de la operación de las centrales eléctricas renovables. De este modo, los proyectos de generación de RER habrían generado un impacto económico de US\$ 719 millones, a valores de 2016.

Con respecto a los costos económicos vinculados a la promoción de las centrales

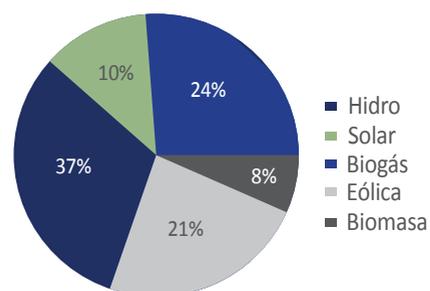
de generación de RER, el marco regulatorio establece que si los ingresos de las ventas de energía, remunerados mediante el costo marginal del SEIN-COES, fuesen inferiores a la tarifa de adjudicación de la central de RER, se compensará al generador mediante una prima que garantice los ingresos previstos en sus contratos de concesión.

En tal sentido, uno de los costos económicos será el valor histórico por el cargo prima de RER que se ha pagado a cada generador de RER desde el inicio de sus operaciones. Por otra parte, con el objetivo de incorporar las distorsiones en la asignación de recursos que habría generado 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 públicos⁶ asignados al sector eléctrico, el cual, de acuerdo con Vásquez y Balistreri (2010), sería de 1.189. A 2016, el costo social vinculado a



Foto: Generador de energía eólica y panel solar. Fuente: Shutterstock.

Gráfico 8-3
Distribución de las emisiones de CO₂ mitigadas (6.4 MTCO₂-e), 2008-2016



*Incluye las emisiones mitigadas de CH₄ expresadas en CO₂ equivalentes.

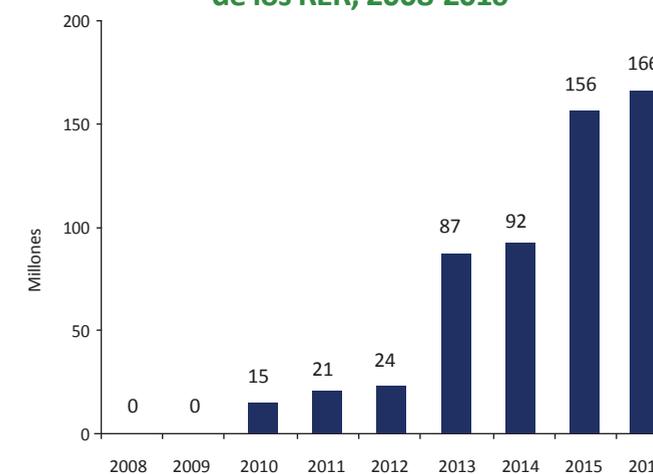
Fuentes: COES y UNFCC. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 8-4
Evolución de los beneficios económicos de las RER, 2008-2016



Fuentes: COES y UNFCC. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 8-5
Evolución de los costos sociales de los RER, 2008-2016



Nota. Datos preliminares para el cuatro trimestre de 2016.

Fuente: GRT - Osinergmin y Vásquez y Balistreri (2010). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

garantizar la operatividad de las centrales de RER habría sido de aproximadamente US\$ 561 millones, en valores de 2016 (ver gráfico 8-5).

Finalmente, el beneficio neto atribuible a la política de generación de RER habría sido de **US\$ 158 millones**, en valores de 2016, registrando un ratio beneficio-costos de **1.28**. Es decir, por cada dólar utilizado para promover la generación de RER, se habría generado un beneficio social adicional de US\$ 0.28. Es importante señalar que las energías renovables no convencionales generan beneficios adicionales hacia la sociedad que son difíciles de cuantificar, como el favorecer el acceso a la energía en las zonas aisladas y vulnerables del país y el contribuir a lograr la seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental de las políticas energéticas.



Foto: Biodiésel. Fuente: Shutterstock.

8.2. IMPACTO DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

Como se explicó en el capítulo 6, en el marco de los compromisos internacionales y la representatividad del sector vehicular en el nivel total de emisiones de CO₂ del país (ver gráfico 8-1), el Estado se vio en la necesidad de promulgar la Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂, liberalizar el mercado de biocombustibles e impulsar a los sectores agropecuarios y agroindustriales.

En ese contexto, en 2007 se promulgó el reglamento para la comercialización de biocombustibles⁸, estableciéndose los porcentajes de mezcla entre los biocombustibles (alcohol carburante y biodiésel) y los combustibles líquidos derivados del petróleo (gasolina y diésel), así como el cronograma de su comercialización y

distribución en las distintas regiones del país.

La política de biocombustibles tuvo como objetivo establecer los requisitos para la comercialización y distribución de los biocombustibles mediante la sustitución de combustibles vehiculares derivados del petróleo (gasolina y diésel), por un combustible resultante de una mezcla de estos últimos con los biocombustibles (bioetanol y biodiésel, derivados de la caña de azúcar, aceites vegetales o grasas animales)⁹ a fin de emitir menor cantidad de CO₂ en el proceso de combustión.

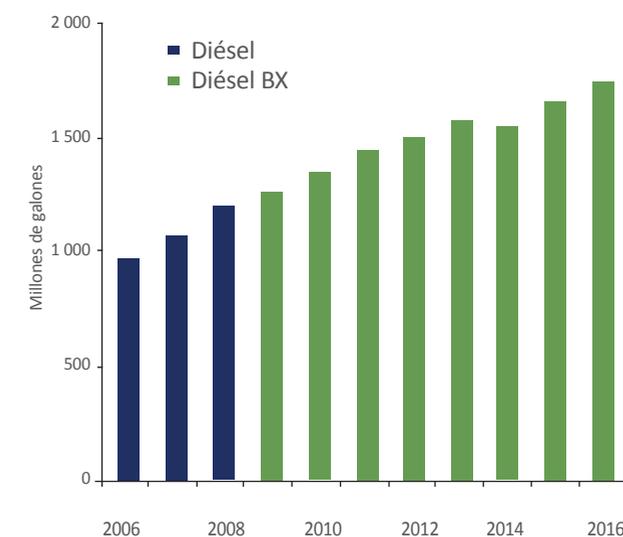
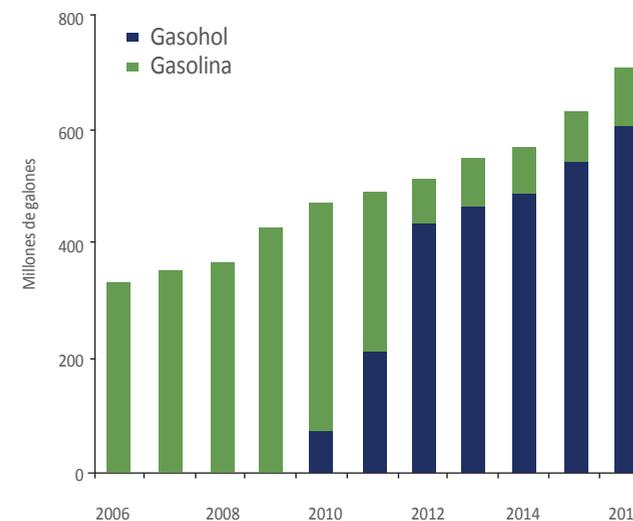
En 2016, la comercialización de gasoholes y diésel B5 registró niveles de consumo de 611 millones y 1748 millones de galones, respectivamente. El gráfico 8-6 muestra la evolución temporal de la política implementada. La co-

mercialización de gasoholes fue gradual e inició en 2010, mientras que la obligatoriedad de la comercialización de diésel BX inició en 2009 y no registró un cronograma de implementación.

La política de biocombustibles tiene por objetivo diversificar la matriz energética peruana, reducir progresivamente las emisiones de CO₂ e incentivar el desarrollo de otros sectores económicos. En ese sentido, la GPAE utilizó un Modelo de Equilibrio General Computable (MECG) en base a una Matriz de Contabilidad Social (MCS)¹⁰ diseñada para el Perú, a fin de analizar los principales efectos macroeconómicos de esta política.

Esta herramienta es importante porque captura la relación entre los diferentes sectores económicos del país. Por tanto,

Gráfico 8-6
Evolución del consumo de combustibles líquidos en el Perú, 2006-2016

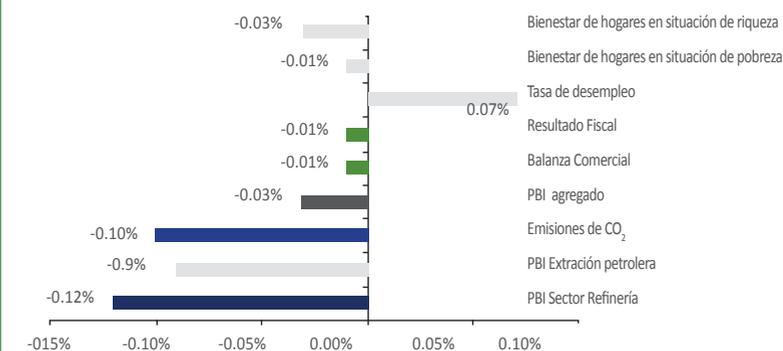


Fuente: SCOP. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

permite analizar los efectos directos e indirectos ante un cambio exógeno de política sobre los biocombustibles, así como incorporar aspectos referidos a la competencia imperfecta¹¹ de los mercados. En particular, la aplicación de esta política supone que los agentes económicos no modifican sus patrones de consumo de combustibles tras la política de biocombustibles aplicada por el gobierno. De esta manera, la demanda final por combustibles se mantiene constante a nivel agregado.

En el gráfico 8-7 se muestra el resumen de los principales efectos macroeconómicos de la política de biocombustible. En general, los resultados indican que la mayor parte de los efectos a corto plazo son marginalmente negativos debido al tamaño limitado del mercado del biodiésel y bioetanol. No obstante, se puede apreciar efectos positivos en el nivel de emisiones de CO₂ mediante una reducción en 0.1% del índice de emisiones¹², explicado por la menor demanda de bienes intermedios provenientes del sector refino y extracción petrolera. En tal sentido, los agentes económicos estarían consumiendo energías menos contaminantes con respecto a su situación inicial (año 2010)¹³. Asimismo, los sectores agro-productores de biodiésel (532%) y bioetanol (9%) reportaron incrementos sustanciales en su Producto Bruto Interno (PBI) sectorial debido al aumento en su demanda interna e impulsando el desarrollo rural; sin embargo, los sectores de refino y extracción petrolera redujeron su PBI sectorial en

Gráfico 8-7
Principales impactos a corto plazo - MECG, %



Fuente: RAES HL 7 – GPAE – Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

0.12% y 0.09%, respectivamente, dada la baja de la producción de combustibles derivados de petróleo en este escenario.

Por otro lado, los precios más altos de los nuevos combustibles¹⁴ generan incrementos en los costos de producción; en consecuencia, los otros sectores de la economía también registrarían caídas en su PBI sectorial. Así, se estimó una contracción marginal poco significativa en el PBI agregado de 0.03%, principalmente por el incremento de precios en los combustibles mezcla, la marginal pérdida de competitividad de algunos sectores económicos y la reorientación de la producción de etanol al mercado interno (reduciendo sustancialmente las exportaciones). No obstante, es importante resaltar que estos efectos hubiesen sido mermados en un contexto en el cual el precio del petróleo hubiese continuado con la tendencia registrada antes de la crisis económica mundial de 2008 (en junio de 2008 se registró un precio de US\$ 140 el barril de petróleo).

Finalmente, se cuantificó el número total de emisiones de CO₂ que habría sido mitigado por la aplicación de la política de biocombustibles. En base a la información publicada por la Information Energy Agency (IEA)¹⁵, se estima que el total de emisiones de CO₂ mitigadas atribuibles a la política analizada sería de 24 630 toneladas de CO₂ netas anuales (ver **gráfico 8-8**), tomando como base 2010. El valor social anual aproximado de las emisiones netas de CO₂, considerando lo establecido por Stern (2006), sería igual a US\$ 2.1 millones en valores corrientes.

Como se observa en los resultados de la simulación de los efectos de la política de imposición de cuotas de biocombustibles, su impacto en la mitigación de las emisiones netas de CO₂ habría sido pequeño. No obstante, el efecto más importante de la política de introducción de biocombustibles sería el estímulo de la actividad económica de los sectores productores de biodiésel y bioetanol,

incentivando el desarrollo rural y la seguridad energética del país.

Es importante indicar que la política de biocombustibles se estableció en base a la imposición obligatoria de porcentajes de mezcla sobre los agentes económicos en el mercado de hidrocarburos (entendida como una restricción regulatoria de cantidades) generando posibles distorsiones en el mercado de combustibles. Por otro lado, Vásquez, De la Cruz y Coello (2016) sostienen que existen preocupaciones importantes sobre el impacto real que tiene el desarrollo de los biocombustibles en términos ambientales, sociales y económicos; y si estos son viables en un contexto opuesto donde los precios del petróleo han registrado caídas significativas y no existe perspectiva cercana de volver a los niveles que provocaron el *boom* de las energías alternativas de la década pasada.

Por último, como se indicó en Vásquez, De la Cruz, Llerena e Isla (2016), a fin de mejorar los resultados obtenidos en la presente sección, sería necesario modelar y cuantificar otros efectos ambientales que permitan dilucidar de manera más ajustada el aporte de los biocombustibles a la mitigación del cambio climático.

8.3. IMPACTO DE LOS PROGRAMAS COCINA PERÚ Y FISE

Como se explicó en el **capítulo 7**, en el marco de los objetivos propuestos en la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040¹⁶ se implementaron programas orientados a ampliar y consolidar el uso residencial de combustibles eficientes y ambientalmente amigables en el país: Programa Cocina Perú y FISE.

En el 2011, de acuerdo con la Encuesta Nacional de Hogares (Enaho) del Instituto Nacional

de Estadística e Informática (INEI), alrededor del 51% de los hogares declaró utilizar combustibles sólidos como otras fuentes de energía para la cocción de alimentos y un 33% de los hogares manifestó que fueron su fuente principal de energía, exponiendo a los miembros del hogar a la inhalación de los humos y material particulado generado durante la quema de estos combustibles. Asimismo, el **gráfico 8-9** muestra la distribución del uso principal de las distintas fuentes de energía consumidas por el hogar según su nivel de ingresos en 2011. En el percentil más bajo, se registró que el 96% de los hogares declaró utilizar fuentes energéticas menos eficientes y más contaminantes con respecto al uso del GLP o gas natural (GN).

En ese contexto, el Estado, mediante el Programa Cocina Perú, entregó kits de cocina a GLP a aquellos hogares identificados como población vulnerable. El kit contenía

una cocina y balón de GLP y los accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Por otra parte, el FISE¹⁷, temporalmente a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)¹⁸, ha tenido como objetivo promover el acceso a energías menos contaminantes por parte de los sectores más vulnerables de la población, mediante la masificación del uso GN y GNV, la ampliación de la frontera energética y la compensación social y promoción para el acceso al GLP. En general, el FISE consiste en un subsidio cruzado por el cual los grandes consumidores y comercializadores del sector energético subsidian a las poblaciones vulnerables del país, a fin de reducir las emisiones de CO₂ y los indicadores de salud vinculados a enfermedades respiratorias.

La intervención conjunta del FISE y el programa Cocina Perú, mediante la promoción al acceso

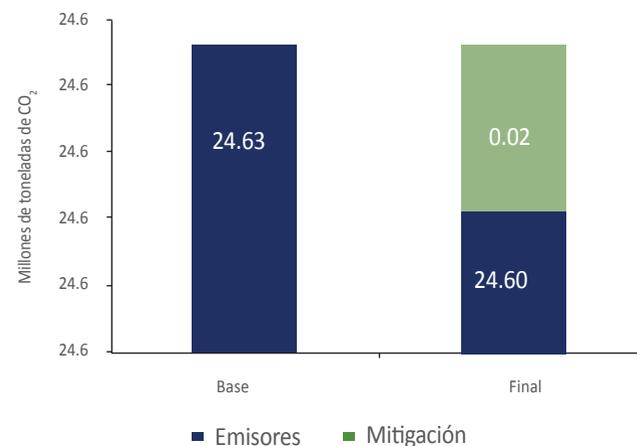
El Estado, mediante el Programa Cocina Perú, entregó kits de cocina a GLP a aquellos hogares identificados como población vulnerable.

del GLP en las zonas más vulnerables del país, tiene por objetivo promover el uso de energía menos contaminante. Por tanto, a fin de evaluar de manera conjunta el desempeño de estos programas respecto a la mitigación de los GEI, en particular el dióxido de carbono o CO₂, será necesario estimar los impactos alcanzados durante los últimos cuatro años¹⁹.

Según datos oficiales del FISE, el número de vales canjeados a nivel nacional alcanzó, a diciembre de 2016 un total de 9 943 137. A nivel regional, la región de Puno registró el mayor porcentaje de vales canjeados por el programa FISE (18%), mientras que la región de Madre de Dios contó con el menor porcentaje de vales canjeados (0.05%) (ver **gráfico 8-10**).

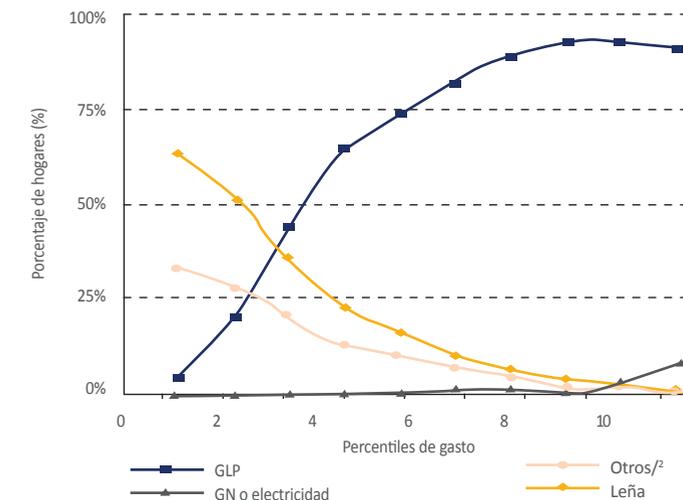
De acuerdo con la metodología propuesta por Tamayo *et al.* (2015), se estimó que durante el proceso de sustitución de los combustibles más contaminantes (leña, carbón, querosene, bosta, entre otros) por el uso del GLP en las zonas más vulnerables del país, se habría mitigado aproximadamente 930 mil toneladas de CO₂ entre 2013 y 2016²⁰. Por otra parte, los resultados indican que de no haberse implementado el programa FISE y Cocina Perú,

Gráfico 8-8
Impacto de los biocombustibles en términos de emisiones de CO₂



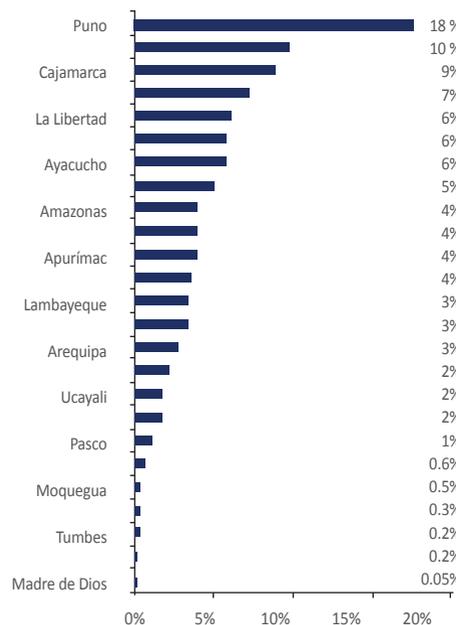
Fuente: GPAE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 8-9
Uso del GLP y otras fuentes energéticas para la cocción de alimentos,¹ 2011



Nota. ¹/ Se utilizó el uso principal. ²/ Otros combustibles menos eficientes que el GLP como el carbón, querosene, bosta, estiércol, pasto, entre otros. Fuente: Enaho-2011. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Gráfico 8-10
Porcentaje de vales canjeados a diciembre 2016 por región



se hubiese emitido alrededor de 1.0 millones de toneladas de CO₂ debido a que los hogares hubiesen mantenido un patrón de consumo energético de combustibles altamente contaminantes, tales como el carbón vegetal, leña o querosene.

El gráfico 8-11 muestra la evolución de los beneficios y costos derivados de la mitigación de emisiones de CO₂ por la política de promoción de acceso y uso del GLP. A nivel agregado, el beneficio total durante el periodo de análisis fue de US\$ 6.5 millones, expresados a 2016, mientras que los costos totales fueron US\$ 3.0 millones, expresados a 2016²¹. Por último, se realizó la medición del ratio beneficio-costos asociado a la contribución del programa de acceso al GLP, el cual resultó en 2.2, es decir, por cada dólar incurrido en la distribución del

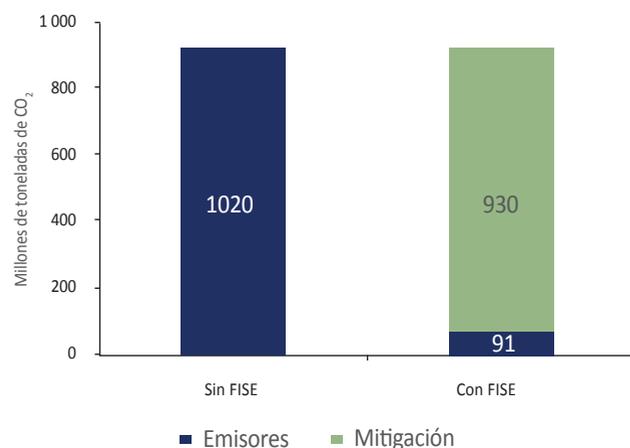
vale FISE y la entrega del kit de cocina por parte del programa Cocina Perú, se estaría obteniendo US\$ 1.2 adicionales de beneficio para la sociedad gracias a la reducción de las emisiones de CO₂.

Como se ha analizado en este capítulo, la mayoría de las políticas públicas introducidas por el Estado peruano en los últimos años para mitigar el cambio climático habrían contribuido de manera importante en la reducción de las emisiones de CO₂, generando un importante valor social para la ciudadanía. Solo en el caso de la política de introducción de los biocombustibles encontramos evidencia preliminar de que su impacto sobre la mitigación de las emisiones sería reducido, aunque se debe reconocer que en este caso resulta necesario realizar mayores estudios para cuantificar todos los beneficios y costos de la política en cuestión.

Luego de presentar los impactos de las principales políticas ambientales implementadas en el sector energético, en el siguiente capítulo se describirán las perspectivas de las tecnologías renovables sobre el sector energético del país, enfatizando su viabilidad y las potencialidades que posee el Perú para lograr un proceso de adaptación y desarrollo eficiente que genere un impacto favorable para toda la sociedad.

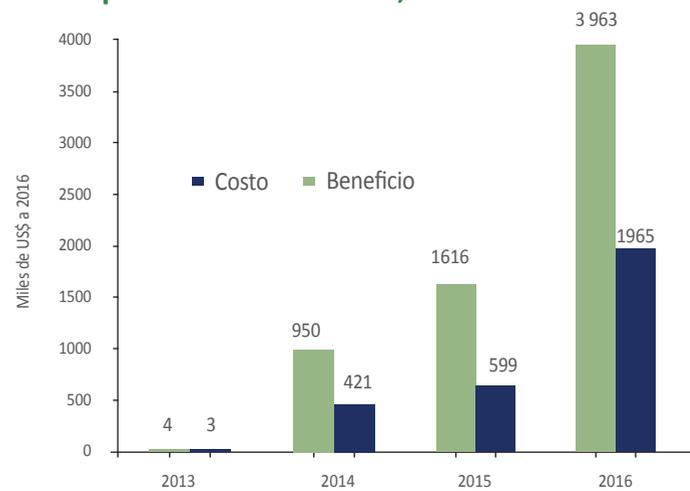
US\$ 1.2 adicionales de beneficio para la sociedad por reducción de emisiones de CO₂ por el Programa de Cocina Perú. Cada dólar fue invertido en la distribución del Vale FISE y entrega de Kit.

Gráfico 8-11
Impacto del FISE en términos de emisiones de CO₂



Fuente: GPAE – Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 8-12
Evolución de la valorización de la mitigación de las emisiones de CO₂ por la implementación del FISE, a valores de 2016



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 8-1
Valores del impacto de las políticas ambientales en los aspectos analizados

Políticas	Periodo de análisis	Impacto (en millones de US\$ al 2016)	Mitigación de CO ₂ (en millones de TCO ₂)
Promoción de la generación de RER			
Beneficio	2008-2016	719	6.4*
Costo		561	
Beneficio neto		158	
Cocina Perú y FISE			
Beneficio	2013-2016	6.53	0.93
Costo		2.99	
Beneficio neto		3.55	
Políticas	Periodo de análisis	Impacto (variación porcentual)	Mitigación de CO₂ (en millones de TCO₂)
Biocombustibles			
CO ₂	Base 2010	-0.1%	0.02
PBI agregado		-0.03%	
- Sector Biodiésel		531.84%	
- Sector Bioetanol		9.47%	
- Sector Refinería		-0.12%	
- Sector Extracción		-0.09%	
- Otros sectores	[-0.18% a -0.01%]		

Nota. * incluye las emisiones de CH₄ expresadas como emisiones de CO₂.

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin

Ilustración 8-2
Emisiones de GEI



Las políticas energéticas ambientales han contribuido a alcanzar los objetivos vinculados a la mitigación del nivel de los GEI generados en el Perú.

fue la valorización del impacto de las políticas de promoción de tecnologías de generación eléctrica de los RER y políticas de acceso y uso al GLP residencial sobre el nivel de emisiones de CO₂ en el país.

7.4 millones de toneladas

de CO₂ al 2016, se habrían mitigado por la aplicación de las políticas energéticas ambientales.

0.93 millones de toneladas

de CO₂ al 2016, se mitigaron en el sector residencial.

PROMOCIÓN DE RER Y PROGRAMAS COCINA PERÚ Y FISE

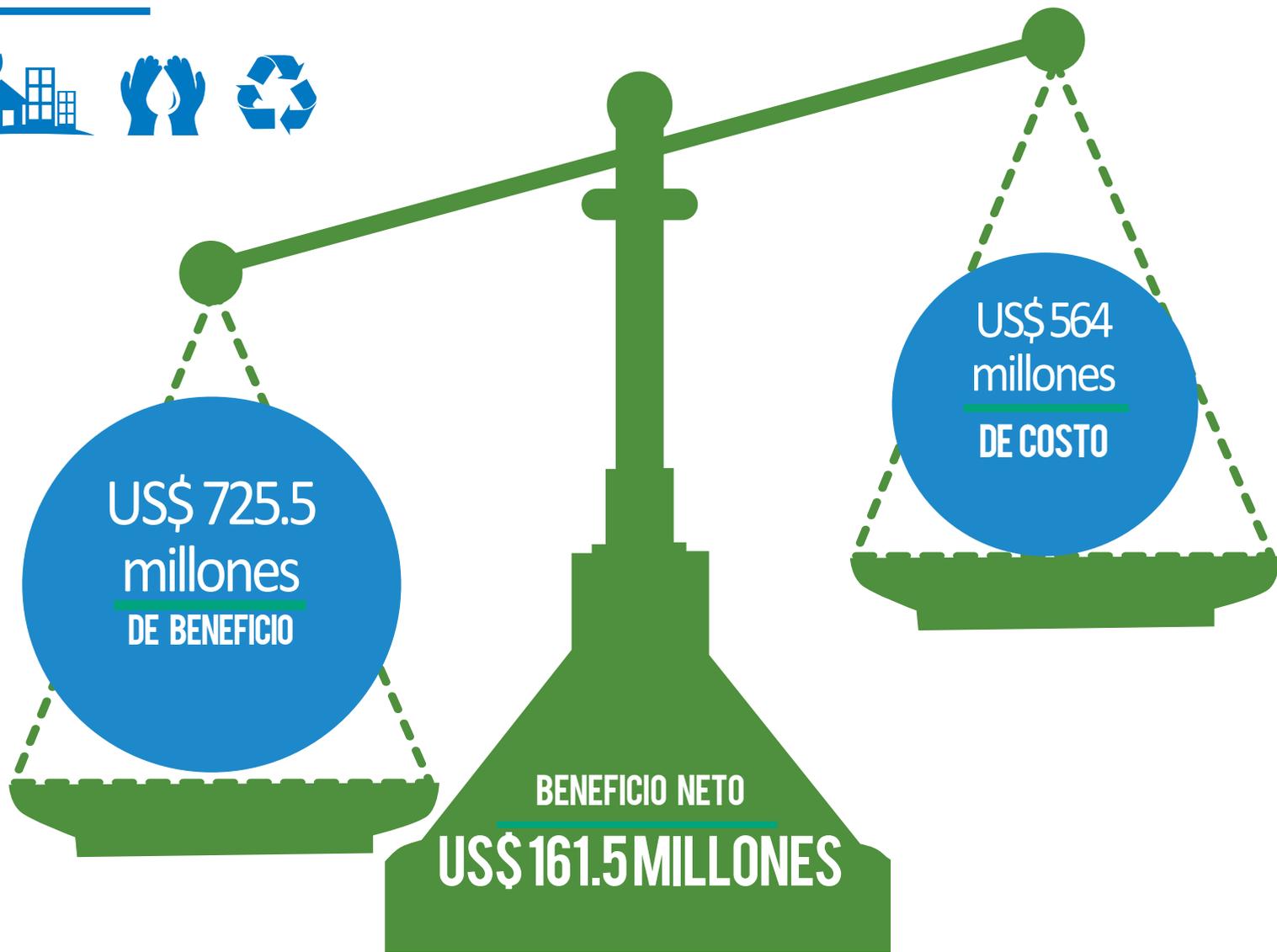


Foto: Beneficiaria del BonoGas con el Presidente de Osinergmin. Fuente: Osinergmin.





09 | LOS RETOS DE LA ENERGÍA LIMPIA

PERSPECTIVAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

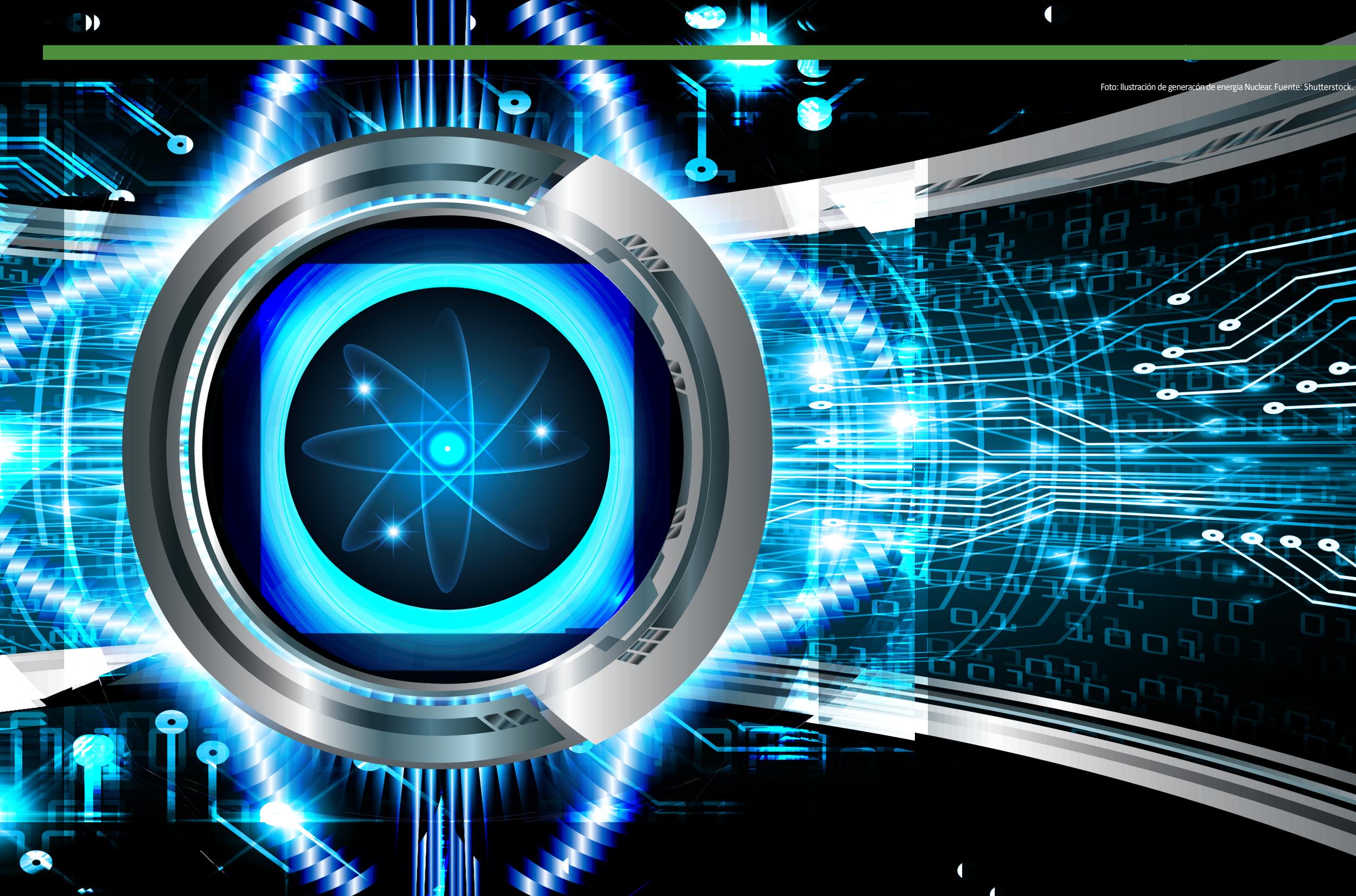


Foto: Ilustración de generación de energía Nuclear. Fuente: Shutterstock.

LOS RETOS DE LA ENERGÍA LIMPIA

Perspectivas de las energías renovables

Las Naciones Unidas está liderando una batalla enorme por mantener el incremento de la temperatura media mundial “muy por debajo de los 2° C con respecto a los niveles preindustriales¹”, esfuerzo que el Perú ha asumido también en lo referente a la reducción de gases de efecto invernadero. En el presente capítulo se revisarán los principales riesgos y oportunidades que enfrentan las tecnologías de recursos energéticos renovables como fuente de energía en el futuro, así como otras alternativas de energías limpias que deberían ser promovidas.



Foto: Paneles Solares y Aerogeneradores Eólica. Fuente: Shutterstock.

CAPITULO-09

LOS RETOS DE LA ENERGÍA LIMPIA

Perspectivas de las energías renovables

En el **capítulo 1** se mostró que el Perú cuenta con un potencial de recursos energéticos renovables (RER) considerable: 100 223 MW, sin incluir la tecnología fotovoltaica. Aproximadamente el 31% de este potencial corresponde a RER no convencionales. Es decir, existe un amplio margen para que nuestro país contribuya con la reducción de gases de efecto invernadero proveyendo energía limpia.

Para lograr los objetivos que se ha trazado el país en lo que respecta a energía limpia se necesita el concurso de varios factores que incentiven y complementen esta dinámica, pues es una actividad que enfrenta riesgos y amenazas. En este capítulo se identifica un conjunto de riesgos que enfrentan los recursos energéticos renovables (RER) y, posteriormente, se analiza una serie de opciones que constituyen los desafíos a futuro de las energías renovables y limpias en el país.

9.1. RIESGOS POTENCIALES

En el **cuadro 9-1** (Vásquez, 2015) se muestran los diversos riesgos que enfrentan las tecnologías de RER, ordenadas por categorías.

La primera categoría se refiere a los riesgos políticos relacionados con la capacidad de generar buenas políticas públicas, es decir, que beneficien a la población en general y que sean creíbles, limpias de actos de corrupción, así

como transparentes. En esta tarea se incluye tanto al gobierno como a las empresas privadas mediante prácticas idóneas de gobierno corporativo. Un elemento importante son los problemas relacionados a una adecuada definición de los derechos de propiedad para evitar conflictos sociales que desincentiven las inversiones en RER.

En la segunda categoría se agrupan los riesgos físicos y tecnológicos que enfrentan los RER. Estos provienen del tipo de tecnología de RER que se emplee, que tiene diferentes impactos en el ambiente en el que se instale. Asimismo, las diferentes formas de generar energía renovable enfrentan riesgos que se generan en la fuente natural primaria, por ejemplo, la velocidad del viento, la fuerza marina, las emisiones de vapor subterráneo, entre otros, pueden variar de manera imprevista generando un desfase entre la producción esperada del proyecto al inicio y la producción obtenida a posteriori.

La tercera categoría de riesgos está relacionada a las dimensiones financieras. Una primera aproximación a la magnitud asociada a este riesgo la podemos tener de las estimaciones del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) sobre los requerimientos de inversiones en RER. En marzo de 2014, este organismo internacional estimaba que incrementar a 20% la participación de RER en países en desarrollo costaría entre US\$ 250 y US\$ 270 mil millones al año durante el periodo que va de 2014 a 2015. Si bien las cantidades están estimadas en precios de aquel año, sin duda, los montos de inversión requeridos son significativos. Una magnitud tan grande de recursos debe estar, necesariamente, respaldada por un sistema financiero que haga posible la realización de dichas inversiones, sobre todo si consideramos los riesgos de la tecnología mencionados en los párrafos anteriores.

Por último, los RER enfrentan “riesgos de

resultados” en la medida en que pueden desencadenar respuestas colaterales, por ejemplo, una generación de empleo menor a la esperada o una menor reducción de los gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a lo estimado al inicio del proyecto de RER.

Conociendo los riesgos señalados, es necesario que se identifique una serie de acciones, programas y políticas, en general, orientada a superar los riesgos y conseguir que los RER sean una opción eficiente a la generación convencional; y que, por consiguiente,

se conviertan en los desafíos y retos a desarrollar.

9.2. DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES

Energías de recursos

energéticos renovables

La generación de energía mediante el uso de los recursos renovables no convencionales, como se ha desarrollado a lo largo de este libro, proporciona una serie de beneficios. El primero y, quizá el más importante, es la disminución de la emisión de GEI. En este sentido, las fuentes de RER constituyen una oportunidad para desarrollar la economía de manera sostenible con el ambiente. El **cuadro 9-2** muestra el potencial de las energías renovables en el Perú y da cuenta, al mismo tiempo, de la gran oportunidad que ofrece su desarrollo.

La implementación de los compromisos asumidos por los países en el Acuerdo de París permitirá un mayor desarrollo de proyectos de generación de RER que mitiguen la emisión de GEI a la atmósfera. De esta manera, se espera que en los siguientes años las inversiones en este tipo de recursos energéticos se incrementen, en especial en los países en desarrollo que cuenten con recursos renovables.

Al respecto, Vásquez (2015) enumera diversos retos y desafíos que el país debe afrontar para aprovechar el potencial de las fuentes de RER disponibles.

a. Instituciones financieras

El impulso al uso de las energías renovables debe ir acompañado de mecanismos financieros que faciliten su acceso, como la creación de líneas de crédito que financien los proyectos de generación, programas de capacitación en evaluación económica, proyectos de RER, entre

otros. Además, las políticas financieras de fomento a los RER también deben dirigirse al empleo final de bienes que usen energía renovable como los autos eléctricos y el desarrollo de sistemas masivos de transporte público.

b. Entidades gubernamentales

Las entidades gubernamentales deben incentivar el desarrollo de los RER, por ejemplo, mediante la eliminación de barreras de entrada y la agilización de los procedimientos para la obtención de autorizaciones y permisos. También será necesario que se fortalezcan las políticas de supervisión y fiscalización de la seguridad de las instalaciones y de la operación de los sistemas de RER, para evitar la presencia de posibles externalidades negativas en la producción, además de garantizar la calidad del suministro.

Adicionalmente, es necesario considerar dos aspectos de mayor importancia en lo referido a la participación de las entidades gubernamentales.

i) Políticas de ampliación del acceso universal a la energía:

consiste en “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos” (Tamayo, Salvador, Vásquez y Vilches, 2016). Según el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) 2016-2025, el Perú incrementará la tasa de electrificación rural de 71.4% en 2015 a 93% en 2017. En este espacio de crecimiento, los RER pueden participar de manera importante en localidades alejadas de los centros de mayor consumo de energía.

ii) **Políticas de I&D:** este aspecto se relaciona con la gestión del conocimiento, en donde adecuadas políticas públicas de ciencia y tecnología son necesarias para generar mayores niveles de investigación y desarrollo en tecnologías de RER.



Foto: Parque eólico y solar. Fuente: Shutterstock.

Cuadro 9-1
Riesgos que enfrentan las tecnologías de RER

CATEGORÍA DE RIESGO	TIPOS DE RIESGO
POLÍTICOS Y SOCIALES	<ul style="list-style-type: none"> • Gobernanza pública y corrupción • Legales y derechos de propiedad • Permisos y localización • Políticos • Gobernanza privada • Reputación y oposición social
FÍSICOS Y TÉCNICOS	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción • Ambiental (impactos y aceptación) • Diferencias entre producción real y esperada • Operación y administración • Desmantelamiento
COMERCIALES Y DE MERCADO	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo cambiario • Volatilidad en los precios • Acceso a capital • Riesgos de contraparte y de crédito • Riesgos de salida y liquidez
DE RESULTADOS	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de emisiones • Co-impactos • Impacto en el presupuesto público

Fuente y elaboración: Vásquez (2015).

Cuadro 9-2
Energías renovables en el Perú

Fuente	Potencial	Aplicación
Hidroeléctrica	69 445 MW	Electricidad
Solar	Radiación media diaria: 250W/m2	Electricidad, calor
Eólica	22 450 MW	Electricidad
Geotérmica	3000 MW	Electricidad, calor
Bioenergía	177 MW (biomasa) 5151 MW (biogás)	Electricidad

Fuente y elaboración: Tamayo, Salvador, Vásquez y Vilches, 2016, cuadro 5-2, pág. 176.

c. Consultores energéticos promotores de proyectos

Se debe incentivar el desarrollo de capacidades de parte de los agentes privados individuales como son los promotores y consultores energéticos. Es necesario difundir los conocimientos sobre los aspectos tecnológicos de los RER, así como de los métodos de evaluación económica de dichas tecnologías para facilitar, mediante la reducción de los costos de transacción, la adopción de las energías renovables.

d. Cuota de renovables

Un aspecto crucial para el aprovechamiento eficiente de los RER consiste en definir la cuota óptima de su participación dentro de la matriz energética nacional. En Europa y en otros

países, los RER están reemplazando al carbón y a la energía nuclear. Es decir, hay un efecto de sustitución que crea oportunidades en RER, pero las disminuye para otras tecnologías. Por consiguiente, resulta imprescindible determinar la participación óptima de los RER en la matriz energética nacional para evitar, como ha sucedido en otros países, los problemas generados por un exceso de oferta de energía de RER.

e. Mix óptimo

Relacionado al aspecto anterior, es necesario determinar la combinación óptima de tecnologías de RER dentro de su cuota de participación, debido a que las características tecnológicas asociadas a cada una de ellas determinan, entre otros factores, su costo de generación. Nos referimos, por ejemplo, a las diferencias entre

energía fotovoltaica y de viento. La fotovoltaica solo genera energía en el día, mientras que la eólica la puede generar en distintos momentos dependiendo de la intensidad del viento. Estas diferencias inciden en el costo de generación, por lo que es necesario definir el nivel óptimo de participación de cada tecnología.

f. Diseño del mercado

Conforme se desarrolla en Tamayo, Salvador, Vásquez y Vilches (2016), el diseño de mecanismos de subastas eficientes son importantes porque mediante los mecanismos de asignación de RER, se determinan los precios y las cantidades de oferta de energía renovable. Si bien los mecanismos de subastas y cuotas realizadas hasta ahora en el Perú han producido una mayor participación de los RER en el sistema eléctrico nacional y logrado precios competitivos a nivel internacional, grandes rondas de subastas en lugar de rondas pequeñas pueden generar incentivos para tener adjudicaciones más eficientes, como lo demuestran las subastas realizadas en Chile y México en agosto y setiembre de 2016, respectivamente. Esto fomentaría una mayor competencia e interés internacional.

Asimismo, el diseño de las futuras subastas en el Perú podría considerar la posibilidad de licitar por franjas horarias con el objetivo de aprovechar las ventajas particulares de cada tecnología. De esta manera, en lugar de establecer una cuota para cada tecnología se podría establecer una general para todas las fuentes de RER, a fin de obtener precios más bajos y competitivos.

Junto a estas oportunidades de innovación en la regulación económica de los RER, también se presenta otro desafío regulatorio relacionado a los procedimientos de determinación de las retribuciones a la potencia y a la energía firme de las centrales de generación de RER,

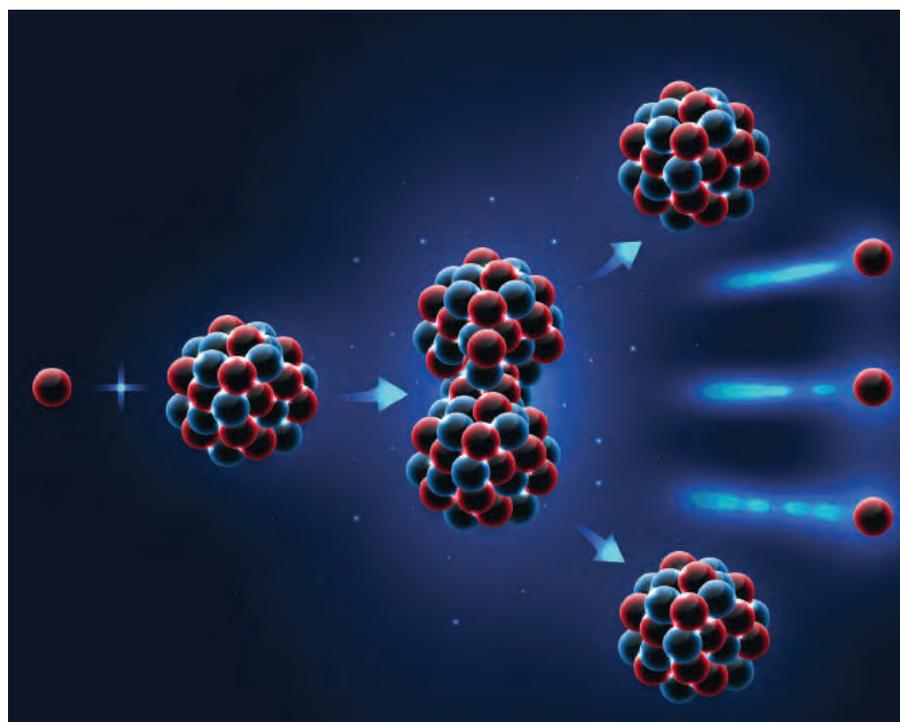


Foto: Reacción en la fisión Nuclear de uranio-235. Fuente: Shutterstock.

necesarios en la medida en que se incremente su participación.

g. Nuevas tecnologías

i) Fusión nuclear. En el capítulo 1 se mostraron las características técnicas de la energía nuclear por fusión dentro de las que se destacan sus beneficios. El primero es que sus desechos no son radiactivos, con lo cual no afectan al ambiente. En segundo lugar, los elementos necesarios para la fusión nuclear son inagotables, pues se derivan del hidrógeno, un elemento abundante en la naturaleza. Por otro lado, la tecnología de fusión no almacena energía, razón por la

cual no tiene los efectos potenciales de las explosiones de Fukushima o Chernóbil.

Esta fuente se constituye entonces como una gran posibilidad de generación de energía compatible con el ambiente y, se estima, que a precios similares a la energía nuclear actual por fisión. Por esta razón, países de Europa, Corea del Sur, Japón, Rusia, India y Estados Unidos están desarrollando el primer reactor experimental de generación nuclear por fusión. El proyecto ITER tiene prevista la terminación de la primera fase del mismo en 2025 con la producción del primer plasma².

RECUADRO 9-1

Políticas de eficiencia energética en el Perú

Las políticas de eficiencia energética no solo permiten generar ahorro a los hogares y conservar mayor tiempo las reservas energéticas de un país; además, ayudan a emitir menos GEI. Por tal motivo, a nivel mundial, la eficiencia energética será uno de los principales medios que permita reducir la contaminación.

En Perú se dio un paso importante en el año 2000 con la promulgación de la Ley N° 27345, Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía, que declara esta actividad de interés nacional para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competencia de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso de los energéticos. Sin embargo, Romaní y Arroyo (2012) señalan que los programas de eficiencia energética están orientados, principalmente, al sector eléctrico, y no a todo el sector energético; por ello, proponen promover el cambio del concepto de electrificación al de energización.

En octubre de 2009, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) aprobó el Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 (PREE), en el cual se establece como meta el ahorro del 15% anual de energía, mediante 125 acciones a desarrollar en los sectores residencial, industrial, político, comercial y servicios. Asimismo, dicho documento señala que con la ejecución de solo 10 acciones se puede ahorrar US\$ 529 millones al año con inversiones de US\$ 67

millones al año. No obstante, los avances del PREE aún son mínimos, a 2011, solo dos registraron un avance mayor al 51%, 21 tienen un grado de avance menor y 102 no registran avances.

Adicionalmente, el Estado lanzó otras medidas que promueven el uso de artefactos más eficientes. Así, a 2014, se logró reemplazar 1.5 millones de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas, 50 mil termas eléctricas por termas solares y la instalación de 89 388 cocinas mejoradas a leña. Todo ello en conjunto permitió reducir 1.9 millones TM de CO₂ al año (Cárdenas, 2015).

La tarea del Estado a futuro es continuar con las acciones emprendidas; por tanto, se debe seguir promoviendo el uso eficiente de la energía mediante el cambio de equipos y campañas educativas del uso eficiente de la energía. El siguiente paso será impulsar el desarrollo y uso de equipos más efectivos y comenzar a desplegar el uso de tecnologías emergentes como las *smart grids*.

Cuadro 9-3
Grado de avance en la ejecución de las acciones del PREE

Acciones	0%	1% a 5%	6% a 15%	16% a 25%	26% a 50%	51% a 100%
Residencial	34	23	3	4	2	1
Productivo y servicios	37	32	3	1	1	0
Público	26	22	2	0	1	0
Transportes	28	25	0	0	2	0
Total	125	102	8	5	6	2

Fuente y elaboración: Romaní y Arroyo (2012).

ii) **Smart grids.** Además de lo mencionado anteriormente, el crecimiento de los RER debe ser complementado con el uso de sistemas de transmisión y distribución de energía mucho más eficientes que permitan mitigar la emisión de GEI. En ese sentido, en la actualidad cobra relevancia la generación distribuida, que consiste en tener fuentes de generación cercanas a las zonas de consumo. Sea que se logre por el empleo de vehículos eléctricos, microgeneración eólica, generación fotovoltaica, cogeneración o cualquier otro sistema, la generación distribuida ofrece la potencialidad de hacer un uso más eficiente de la energía generada reduciendo las pérdidas de la misma.

En particular, las *smart grids* aparecen como una alternativa viable a considerar. Con respecto a su implementación en el Perú, es importante su inclusión en el plan estratégico nacional relacionado al sector eléctrico. A ello se suma la necesidad de un marco regulatorio que recoja las necesidades de las *smart grids* como un nuevo sistema de tarifas (tarifas en tiempo real) e instalaciones que la complementen (uso de *smart meters*). Asimismo, escoger una adecuada forma de regulación es uno de los puntos más importantes para el éxito en el desarrollo de las *smart grids*, particularmente debido a la incertidumbre sobre las ganancias futuras y a las dudas sobre cómo repartir dicha ganancia esperada.

Adicionalmente, para el despliegue de una *smart grid* es necesario establecer una gestión eficiente de las inversiones, impulsar la creación de un instituto de investigación para su desarrollo, así como elaborar programas que permitan dar a conocer a los consumidores los beneficios de su implementación y educar sobre la forma de uso de los aparatos inteligentes.

La introducción de *smart grids* en el mercado eléctrico peruano no solo se apoya en la

normativa del sector, pues además se requiere de financiamiento para su operación, ya sea por parte del sector público o por la promoción de asociaciones público - privadas (APP). Para lograrlo, es necesaria la difusión de los beneficios que trae consigo la implementación de *smart grids*, como la eficiencia energética y la integración de fuentes renovables.

Las opciones de política para implementar una *smart grid* en los países en desarrollo deben guardar relación con el estado actual del sector eléctrico en cada país, además de las funciones de las diferentes esferas del gobierno y las características de la sociedad. De esa forma se proponen las siguientes opciones de política:

- Incrementar la inversión en distribución para mejorar la infraestructura actual de la red y el cambio de los medidores tradicionales (sin capacidades de comunicación).
- Promover el despliegue de fuentes de energía renovable en la generación de energía. Así, bajo la implementación de *smart grids*, será más sencillo dar pase a estas pequeñas generadoras.
- Promover la eficiencia energética en Pymes e implementar tecnologías eléctricas inteligentes en edificios comerciales, residenciales y públicos.
- Preparación cultural de los consumidores para una utilización provechosa de los medidores inteligentes. Asimismo, es importante la introducción de proyectos piloto, para que la introducción de *smart grids* sea paulatina.

Finalmente, en los siguientes años se espera que los avances tecnológicos permitan reducir aún más los costos de generación en base a RER y de esta manera puedan competir con

las tecnologías convencionales de generación sin requerir el empleo de mecanismos de promoción como primas o cuotas. En la medida que este hecho se concrete, la participación del gobierno se podría enfocar más en facilitar la competencia entre los diferentes tipos de tecnología, tal como ocurre en los países con mercados de RER más desarrollados.

Transición hacia al uso de energías limpias

Adicionalmente al fomento de energías renovables, se deben implementar políticas orientadas a promover la sustitución de energías contaminantes por energías limpias, pues también contribuyen a mitigar los GEI. Al respecto, a lo largo del libro se revisaron algunas alternativas que se vienen desarrollando en el Perú, tales como el tren eléctrico, biocombustibles y el GLP (como sustituto de biomasa, sobre todo en los hogares rurales). A continuación, se desarrollan las perspectivas de cada una de estas alternativas.

• Vehículos eléctricos

A nivel mundial, las perspectivas de expansión de los vehículos eléctricos se mantienen favorables, debido a los menores costos de las baterías, lo cual supone un ahorro en el gasto de transporte. Además, se logrará disminuir el uso del petróleo como combustible, aunque su sustitución estará en función de la velocidad de venta de los vehículos eléctricos.

A nivel nacional, en Lima el tren eléctrico aparece como la alternativa de transporte menos contaminante y más eficiente. De acuerdo con Proinversión, son cuatro las líneas de tren que se espera estén operando en los próximos años. De estas cuatro, la línea 1 ya se encuentra en operación, la línea 2 en construcción, mientras que las líneas 3 y 4 aún no han sido adjudicadas, por lo que todavía no se tiene una fecha de inicio de operación.

El desarrollo conjunto de todas estas líneas permitirá incrementar la demanda de energía limpia. Esta podría generar oportunidades para el Perú, pues permitiría diversificar sus fuentes energéticas y sostener su oferta de energía a largo plazo.

Para administrar toda esta nueva demanda de energía en las redes de distribución eléctrica,

resulta indispensable la implementación de sistemas de *smart grids*, así como la gestión de fuentes de generación en las ciudades.

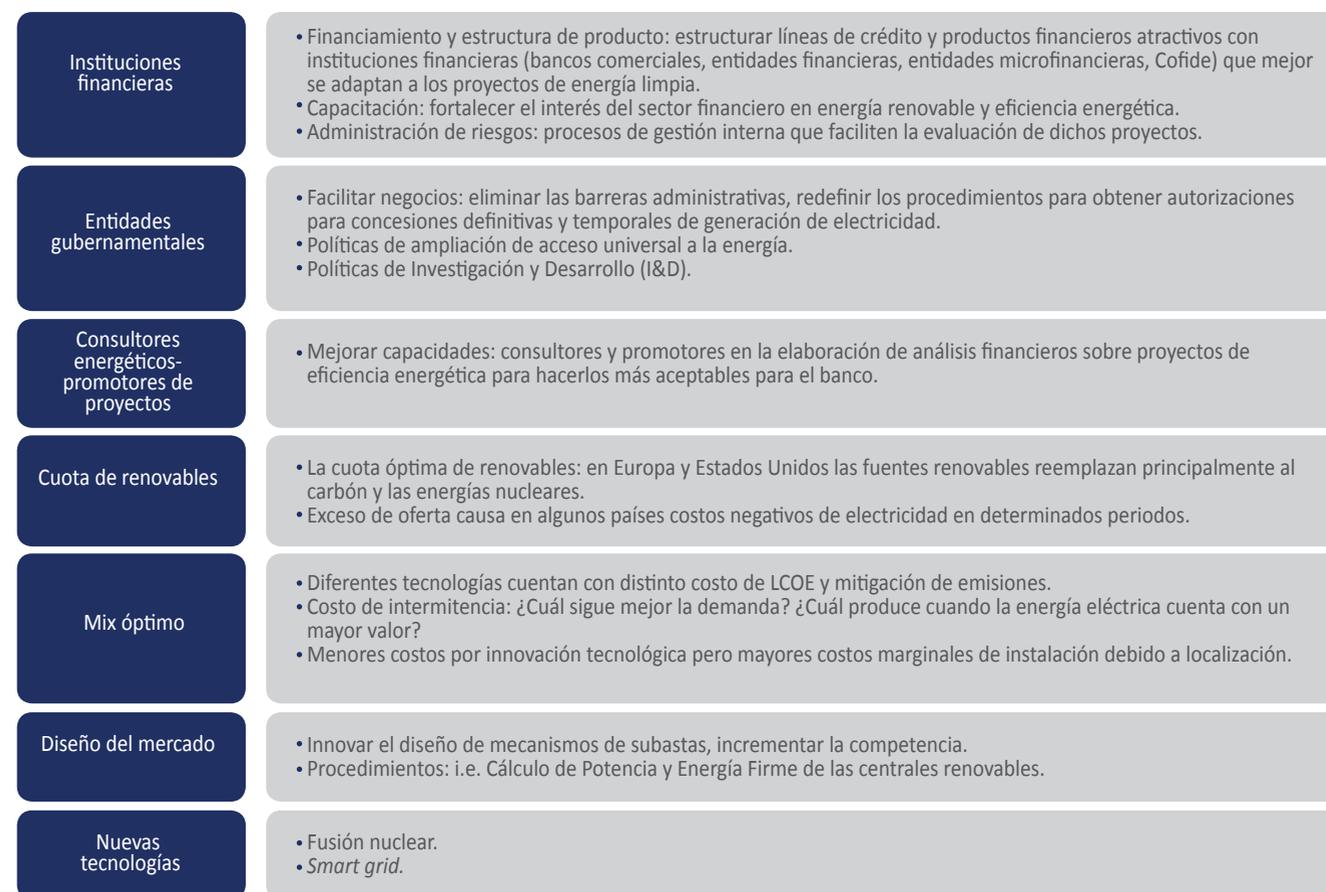
• Biocombustibles

Los biocombustibles en el Perú tienen un gran reto que es el análisis de su viabilidad a mediano y largo plazo. La producción de gasoholes y diésel B5 se está realizando, principalmente,

con etanol y biodiésel importado. Por lo tanto, las medidas de incentivo no estarían dando los resultados esperados y las causas probables serían la poca dotación de tierra del país, la menor competitividad de los biocombustibles locales frente al extranjero (subsidiado o no), entre otras.

Asimismo, es recomendable realizar un

Ilustración 9-1 Desafíos y retos de los RER



Fuente y elaboración: Vásquez (2015).

análisis completo y profundo de los efectos económicos, ambientales y sociales de los biocombustibles internos, los efectos en los precios de combustibles y alimentos, la distribución del ingreso, etc. Un análisis preliminar fue presentado en el **capítulo 8** de este libro y en el RAES de Hidrocarburos Líquidos N° 7³ usando un modelo de equilibrio general computable, donde se observó que se generaba una reducción de emisiones de CO₂, pero también se apreciaban efectos negativos en diversas variables macroeconómicas.

• Escalera energética

Para los próximos años, el Estado tiene como reto no solo continuar, sino también reforzar y extender los programas o proyectos que se han venido implementando, con la finalidad de ampliar el uso (principalmente para cocinar) de combustibles limpios (GLP o gas natural). En ese sentido, se propone que el FISE tenga un rol más dinámico y protagónico, puesto que es el encargado de llevar energía menos contaminante a las poblaciones más

vulnerables en todo el país.

Adicionalmente, el Estado debe incrementar la dotación de infraestructura al mercado de combustibles limpios para que los hogares puedan acceder a ellos; también se debe promover el uso continuo de estos, ya que como se vio, además del ingreso, podrían existir otros factores como las propias tradiciones y costumbres de los hogares rurales que impiden la sustitución completa de bioamasa a GLP. En tal sentido, el Estado tendrá la difícil tarea de lograr una cobertura universal del uso de energías limpias. Ello contribuirá a reducir la emisión de CO₂ y, por consiguiente, a la descarbonización del sector energético.

Este libro constituye un primer acercamiento a los RER y un análisis de su evolución durante los primeros 10 años de su uso en el país. Comprobada su eficiencia y aporte, esperamos que la industria siga con su importante desarrollo en beneficio del Perú, la humanidad y el ambiente.



Foto: Paneles Solares y Aerogeneradores Eólica. Fuente: Shutterstock.



Foto: Recursos energéticos (Solar, Eólica y Nuclear). Fuente: Shutterstock.



Foto: Recursos energéticos (Solar, Eólica y Nuclear). Fuente: Shutterstock.



Foto: Aerogeneradores Eólica, Perú. Fuente: Osinergmin.

CONCLUSIONES

Este libro ha tenido como propósito presentar, en un lenguaje sencillo y orientado a un público profesional diverso, los aspectos técnicos y económicos de los recursos energéticos renovables, la tendencia de la energía limpia a futuro (energía nuclear) y su desarrollo en el Perú dentro del contexto mundial.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), en cumplimiento de sus objetivos estratégicos, busca difundir el conocimiento sobre los RER en el Perú y las acciones que ha desarrollado en ejercicio de sus funciones del sector energía. A continuación, resumiremos las conclusiones de este libro de acuerdo con los capítulos desarrollados.

TECNOLOGÍAS DE RER Y NUEVAS TENDENCIAS ENERGÉTICAS

Características técnicas y económicas

Las características tecnológicas y económicas de la generación de electricidad con recursos energéticos renovables (RER) han evolucionado y, a la fecha, en muchos casos, son más competitivas con respecto a tecnologías convencionales. Además, las fuentes de RER permiten mitigar en mayor cuantía la emisión

de gases de efecto invernadero (GEI) y contrarrestar los efectos del cambio climático. Así, tanto la tecnología de recursos energéticos renovables (solar, eólica, biomasa, biogás, mini hidráulica, mareomotriz, captura de carbono y geotérmica) como la evolución de la energía nuclear por medio de la fisión y el reto de la fusión, constituirían fuentes limpias para generar electricidad. Las tecnologías para generar electricidad son distintas. Según la fuente, se cuenta con las siguientes tecnologías de RER:

- i. **Tecnología solar:** se obtiene a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol, por medio de diversos captadores, como células fotovoltaicas, helióstatos o colectores térmicos, que permiten su transformación en energía eléctrica o térmica.
- ii. **Tecnología eólica:** se obtiene a partir

del viento, energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire y es utilizada, principalmente, para producir electricidad mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución.

iii. **Tecnología biomasa:** la formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal; la energía almacenada en este proceso puede ser transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes.

iv. **Tecnología biogás:** gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno. Este gas se puede utilizar para producir energía eléctrica mediante turbinas o plantas generadoras a gas, en

hornos, estufas, secadores, calderas u otros sistemas de combustión a gas debidamente adaptados para tal efecto.

v. **Tecnología mini hidráulica (menos de 20 MW de potencia en Perú):** genera energía a partir del aprovechamiento del caudal de los ríos. Es considerada un tipo de energía renovable y, por tanto, se encuentra sujeta a la norma regulatoria asociada a estas energías.

vi. **Tecnología mareomotriz:** aprovecha el movimiento del mar causado por la acción de la gravedad del sol y la luna para generar energía. Una planta mareomotriz almacena agua en un embalse formado por la construcción de un dique. Cuando se eleva la marea, las compuertas del dique se abren y

permiten el ingreso de agua hasta que llega a su nivel máximo, momento en el que se cierran las compuertas. Luego, cuando la marea desciende por debajo del nivel del embalse, alcanzando su amplitud máxima entre este y el mar, se abren las compuertas dejando pasar el agua por las turbinas mediante los estrechos conductos para generar electricidad.

vii. **Tecnología de captura de carbono:** el dióxido de carbono (CO₂) se encuentra de forma natural en la atmósfera debido a diversas actividades realizadas por el hombre, que han contribuido con el calentamiento global; una posible técnica para contrarrestar este problema es la captura de CO₂ o *carbon capture storage* (CCS). La CCS, en una planta de energía moderna conven-

cional, podría reducir las emisiones de CO₂ entre 80% y 90%, si se compara con una planta sin CCS. Sin embargo, la captura y compresión de CO₂ requiere mucha energía y aumentaría las necesidades de combustible de una central de carbón con CCS entre 25% y 40%; estos y otros costes se estima que aumentarían el costo de la energía de las nuevas centrales eléctricas con CCS de 21% a 91%.

viii. **Tecnología geotérmica:** se obtiene del calor de la tierra y se encuentra en fuentes hidrotermales y caloríficas; se puede utilizar para la generación eléctrica aprovechando el vapor obtenido de las fuentes geotérmicas.

ix. **Tecnología nuclear:** se podría obtener electricidad mediante la fisión y la fusión nuclear. La aplicación práctica más conocida es la generación de electricidad, en particular mediante la fisión de uranio enriquecido. Para ello se utilizan reactores en los que se hace fisión un combustible. La fusión -sin emisiones de CO₂, sin riesgo de fusión y sin residuos radiactivos de larga vida- es la solución obvia y la ha sido durante décadas, pero es difícil de lograr. La fusión controlada es la fuente de energía ideal a largo plazo, complementaria a las energías renovables. Con la economía de la fusión, los suministros de energía se vuelven relativamente ilimitados, ya que el combustible de fusión contenido en un litro de agua de mar proporcionaría tanta energía como 300 litros de petróleo o más.

LOS RER A NIVEL MUNDIAL

Marco internacional y mecanismos de promoción

En las últimas décadas, la preocupación por los efectos que la emisión de GEI tiene sobre el ambiente ha llevado a los países a suscribir diversos acuerdos internacionales que

establecen compromisos para su reducción. Los más relevantes son el Protocolo de Kioto, el Acuerdo de Copenhague, la Plataforma de Durban y el Acuerdo de París.

En el marco de los compromisos asumidos, los países han desarrollado instrumentos o mecanismos para introducir fuentes de energías menos contaminantes en la generación de energía eléctrica. De esta manera, se promueven las inversiones en centrales de generación que empleen RER, como los sistemas de tarifas y sistemas de cuotas, por ser los más difundidos a nivel internacional.

A nivel de países, las políticas de promoción de generación en base a RER no son completamente homogéneas y dependen del grado de desarrollo del mercado. Por ejemplo, al realizar un análisis comparativo de las políticas aplicadas en Estados Unidos, Canadá, Chile y Perú, se aprecia que en los dos primeros países las políticas han estado orientadas a facilitar la competencia en el mercado mediante la reducción de los costos de entrada, así como la promoción de la participación de los agentes privados, mientras que en Chile y Perú el fomento a las inversiones en RER requiere de mayor participación del gobierno.

Por otra parte, los datos históricos de las inversiones en RER muestran que cada año se destinan mayores montos a estos tipos de energía, en especial en los países en desarrollo (China, India y Brasil), mientras que las tecnologías que han captado la mayor atención por parte de los inversionistas son la eólica y la solar. Estas inversiones han posibilitado que en 2015, la capacidad instalada de generación en base a RER sea de 785 GW, 18% más que el año previo y equivalente a 65 veces la capacidad instalada del Perú.

De forma paralela al aumento de las inversiones,

el desarrollo tecnológico ha permitido que los costos de generación en base a RER se reduzcan de manera significativa llegando en algunos casos a ser competitivos con respecto a aquellos de las tecnologías convencionales de generación. Esto ha abierto la posibilidad a la eliminación de los esquemas de subsidios que financian la implementación de estos proyectos.

LOS RER EN EL PERÚ

Marco normativo y promoción

En Perú, la promoción de las energías renovables no convencionales se inició en 2008 con la emisión de un marco normativo especial que introdujo el mecanismo de subastas competitivas y periódicas para viabilizar la explotación y participación de proyectos de generación de RER dentro de la matriz del sector eléctrico del país. Este marco normativo establece incentivos para su promoción, tales como: prioridad en el despacho del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), prioridad para conectarse a las redes de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), tarifas estables a largo plazo y compra de toda la energía producida.

Para fomentar la eficiencia en costos en el proceso de subasta se estableció un precio máximo para cada tipo de tecnología. Así, una vez que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) establece la cantidad de energía requerida a subastar, el procedimiento de adjudicación se lleva a cabo de manera independiente para cada tipo de tecnología. Posteriormente, la subasta se adjudica a aquellos proyectos cuyas ofertas de precios y cantidad de energía ofertada cumplan con los límites de precio



Foto: Mini Hidro-Huasahuasi (tubería forzada HHI). Fuente: Shutterstock.

Foto: Central Fotovoltaica, Tacna Solar - Perú. Fuente: Osinergmin



Desde fines del siglo XX, el mundo ha experimentado una serie de cambios dramáticos que han reconfigurado el panorama económico global.

y cuotas de energía establecidos. Además de la subasta, en el país se utiliza el mecanismo de tarifas y primas para garantizar los ingresos de los generadores conforme al precio adjudicado.

Es conveniente señalar que en Perú se llevan a cabo dos tipos de subastas para promover la generación de RER: las subastas de RER *on-grid* y las subastas de RER *off-grid*. Las primeras se realizan para adjudicar proyectos que estén conectados directamente a la red del SEIN, mientras que las segundas para adjudicar proyectos autónomos, es decir, independientes de la red eléctrica. A la fecha, se han llevado a cabo cuatro procesos de subasta de RER *on-grid* y un proceso de subasta RER *off-grid*. Durante las cuatro subastas RER para el SEIN se han adjudicado en total 64 proyectos equivalentes a 1274 MW. La inversión estimada de las tres primeras subastas RER alcanza US\$ 1957 millones. Cabe mencionar que los precios de la cuarta subasta RER han alcanzado valores de referencia internacional muy competitivos al obtener un precio promedio de 43.1 US\$/MWh. Este precio se obtuvo como resultado de la disminución de los costos de cada tecnología y de la competencia dada en el proceso.

Como resultado de las subastas realizadas, para 2016 existen en operación 32 centrales de RER que incluyen 18 centrales hidráulicas, tres centrales de biomasa, cinco centrales solares, cuatro parques eólicos (239 MW). Además, hay otras dos centrales de RER que no perciben ingresos por la prima RER: la Central de Biomasa Maple Etanol y la Central Hidroeléctrica Pías. Debido a estos proyectos, el 4.7% del total de la energía eléctrica producida en el SEIN en 2016 (48 326 GWh) corresponde a las centrales de RER.

Con respecto a la subasta *off-grid*, esta se realizó en el marco de la política de electrificación rural que tiene el país y permitió adjudicar 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.

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LOS RER

Las redes inteligentes en el Perú

El término *smart grid* (redes inteligentes, en español) agrupa diversos tipos de tecnología, tanto en el segmento *upstream* (empresas generadoras) como en el segmento *downstream* (clientes finales). En ese sentido, se puede referir, por ejemplo, a medidores inteligentes que calculan la producción, el consumo y las tarifas en tiempo real, o a instrumentos de comunicación (sensores y redes de comunicación) que transmiten información del estado de la red eléctrica en tiempo real.

La introducción de las *smart grids* aparece como una alternativa interesante para aliviar las amenazas a la confiabilidad del sistema eléctrico, pues permite brindar una oferta de energía más eficiente, más confiable, genera mejoras en la calidad del servicio, permite la disminución de pérdidas de energía y facilita la conservación del ambiente.

En este libro hemos presentado el análisis de costos y beneficios de la implementación de *smart grids* en el plano internacional, los cuales arrojaron resultados positivos. Para el caso peruano, en 2012 Osinergmin trabajó en un estudio para determinar los costos y beneficios de la implementación de *smart grids* en el sistema eléctrico peruano, específicamente en la generación distribuida. Al

respecto, se observó que la reducción de las pérdidas técnicas mediante de las diversas tecnologías para el sector típico 1 van de 0% a 9% para un horizonte de 5 años y de 0.3% a 20% en un horizonte de 15 años.

Si bien el mayor impacto de la generación distribuida se da en la red, también se puede generar un efecto sobre el mercado mayorista, considerando que la energía inyectada en MT/BT será energía no suministrada en AT. Al respecto, se observó que la implementación de las *smart grids* en la generación distribuida a nivel nacional podría permitir la reducción de emisiones de CO₂ de dos maneras. La primera consiste en que con generación distribuida, la energía que se demanda es atendida en MT/BT donde las pérdidas técnicas son menores, produciéndose menos energía y menos emisión de CO₂. Una segunda forma tiene que ver con la tecnología utilizada para la generación en MT/BT, pues mientras sea más limpia que una de AT, también se reducirán las emisiones de CO₂.

DEMANDA DE ENERGÍA LIMPIA

Energía renovable para el transporte urbano

El creciente proceso de urbanización y el aumento de la clase media generan una mayor demanda de medios de transporte, lo que a su vez implica un incremento de las emisiones de GEI, afectando el ambiente. Ante esta situación, se proponen dos tipos de medidas: i) medidas orientadas a usar el transporte público en detrimento de los vehículos privados y así generar menos contaminación, y ii) medidas orientadas al uso de medios de transporte que usen energía más eficientemente, como los vehículos eléctricos. En resumidas cuentas, se plantean cambios en el modo de transporte (de privado a público) y en el tipo de energía

usado (energía química del combustible a energía eléctrica de la batería).

En la Declaración de París sobre Movilidad Eléctrica y Cambio Climático de 2015, se ha planteado la necesidad de limitar el incremento de la temperatura global por debajo de 2°C. Para ello, se requieren cambios en la trayectoria de emisiones de GEI del sector transporte, lo cual implica el desarrollo de la movilidad eléctrica. En concreto, se estima que al menos 20% de todos los vehículos de carretera (coches de dos, tres y cuatro ruedas, camiones, autobuses y otros) deberán ser eléctricos para 2030.

En cuanto a la adopción de vehículos eléctricos, cabe indicar que en el Perú no existen políticas oficiales relacionadas a la implementación de los vehículos eléctricos. Las principales barreras para su implementación son el precio y la autonomía del vehículo. El impacto de los vehículos eléctricos en el sistema energético depende del nivel de penetración y las características de uso. En general, la mayor demanda de electricidad, producto de la adopción de vehículos eléctricos, puede generar impactos de distintos tipos: i) impactos en la red eléctrica, ii) impactos en la generación, iii) impactos en el ambiente, iv) impactos para los consumidores.

En cuanto al precio de los vehículos eléctricos, si bien el precio de compra es mayor al de los vehículos de combustión interna, si tomamos en cuenta los futuros costos de combustible y mantenimiento, a valor presente los vehículos eléctricos resultan más económicos siempre que la tasa de interés sea menor a 9%. Es por ello que una política podría ser el acceso a fi-



Foto: Tranvía (tren eléctrico) en Niza, Francia. Fuente: Shutterstock.

nanciamiento para la compra de vehículos eléctricos a una tasa de interés menor a 9% anual. Cabe indicar que políticas de subsidio para la compra de vehículos eléctricos se aplican en Suecia, Holanda y Noruega. La adopción del vehículo eléctrico se verá facilitada por las innovaciones tecnológicas para producir dichos vehículos a un menor costo y con mayor autonomía. En el caso del tren eléctrico, el desarrollo tecnológico ha permitido construir trenes de alta velocidad (por encima de 500 kilómetros por hora) y que usan energía magnética y eléctrica, en lugar de combustibles fósiles.

INDUSTRIA DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

Visión internacional y local

Un contexto particular facilitó el entusiasmo del mundo en el desarrollo de los biocom-

bustibles en la década pasada: los altos precios del petróleo y una mayor preocupación por el ambiente. No obstante, el incremento de la producción y uso de los mismos no ha estado exento de controversias. En el **capítulo 6** de este libro se realizó un resumen de las políticas locales e internacionales con respecto a este tema, así como de sus resultados, y se describieron algunas lecciones aprendidas de la revisión de la literatura realizada en un Documento de Trabajo previamente publicado por Osinergmin.

Muchos países han dictado políticas de mezcla obligatoria de biocombustibles con productos derivados del petróleo, con el objetivo de incentivar el consumo interno de estos productos y promover la industria doméstica de biocombustibles en el sector

agrícola. El Perú siguió la tendencia global de desarrollo de fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles en un intento de reducir la contaminación provocada por estas fuentes y la dependencia de ellas. En ese sentido, también se tomaron medidas similares como la fijación de cuotas de mezcla, exoneraciones tributarias, incentivo a la investigación y proyectos de desarrollo tecnológico y productivo, entre otras. No obstante, de acuerdo con instituciones internacionales como la FAO, el desarrollo de los biocombustibles ha sido impulsado por las políticas de los gobiernos y no por el desenvolvimiento natural del mercado y seguirá de este modo.

Casos emblemáticos a nivel mundial de desarrollo de biocombustibles son Estados Unidos y Brasil. Sin embargo, las contro-

versias suscitadas con respecto al efecto ambiental de los biocombustibles derivados de cultivos de alimentos ha provocado que se investigue a nivel mundial biocombustibles derivados de cultivos no relacionados a alimentos e incluso sintéticos. Algunos estudios han encontrado consecuencias negativas, especialmente en la industria de la caña de azúcar de Brasil.

Sin embargo, el desarrollo de los biocombustibles está en una situación de espera debido al bajo precio del petróleo, la reducción del apoyo gubernamental en algunos países y la preocupación por la reducción de tierra de cultivos para alimentos. Además, el comercio internacional de biocombustibles se encuentra limitado debido a las medidas proteccionistas de los países desarrollados ante la importación de la producción proveniente de

los países en desarrollo, que son, a su vez, la mayoría de productores.

Por otro lado, existen controversias y disyuntivas en ciertas políticas en el mundo como el uso del análisis del ciclo de vida o de créditos fiscales, el efecto de los biocombustibles en los precios de los combustibles y de los alimentos, así como el efecto de esto en los consumidores finales y la economía en general (distribución del ingreso, etc.), el efecto en el uso de las tierras agrícolas y no agrícolas, la configuración del mercado interno según las dotaciones de tierra, la tecnología y el cultivo utilizados, la importancia del sector agrícola, etc.

Los biocombustibles en Perú han sido implementados mediante de una serie de leyes y decretos que conforman el marco legal y que brindan ciertos beneficios a los productores locales: se fijó una cuota de mezcla de 7.8% para el etanol y 5% para biodiésel, se otorgaron las exoneraciones tributarias en las regiones de la Amazonía, entre otras. No obstante, los resultados parecen no cumplir las expectativas, de acuerdo con Vásquez, De la Cruz y Coello (2016) y, como se plantea en este libro, la demanda interna de biocombustibles se estaría cubriendo principalmente con importaciones. Algunas razones de ello son la limitada disponibilidad de tierras de cultivo que se pueden destinar a estos bienes, que provoca una menor ventaja comparativa sumada al proteccionismo antes mencionado de los grandes productores mundiales, o la falta de vías de transporte poco desarrolladas en la selva para enviar el biodiésel a la costa.

Para Perú sería conveniente analizar la viabilidad a mediano y largo plazo de los biocombustibles, destinar esos cultivos a usos alternativos o elegir otro tipo de cultivos.

Es necesario cuantificar el efecto de los biocombustibles en los precios de la economía, en la distribución de la riqueza y la competitividad. El desarrollo a gran escala debe sopesarse con los posibles efectos en aspectos económicos, sociales y ambientales, teniendo en cuenta la materia prima a usar y cuánta tierra destinar. Es recomendable hacer una evaluación completa de los resultados de la política de incentivos a los biocombustibles.

ESCALERA ENERGÉTICA Y FISE El camino a energías menos contaminantes

En el capítulo 7 se ha buscado hacer una revisión del planteamiento teórico de la escalera energética. En base a ello, se puede indicar que el ascenso de los hogares en la escalera energética no es lineal sino que depende, principalmente, de otros factores como el ingreso, la educación y la urbanización, lo que hace que el ascenso sea lento.

Para el caso peruano, se realizó un análisis descriptivo tomando como fuente la Enaho 2004-2015. Dicha evidencia muestra indicios de que la hipótesis de escalera energética se cumpliría para el caso peruano, pues existe una relación positiva entre ingresos y consumo de fuentes energéticas modernas. Asimismo, se mostró información de variables socioeconómicas (educación, urbanización y lengua materna) según el tipo de combustible utilizado para cocinar. Al igual que en el caso del ingreso, los resultados muestran que a mejores indicadores socioeconómicos, el consumo de combustibles limpios aumenta. Sin embargo, dichos resultados no son concluyentes, pues se necesitaría un estudio econométrico para validar la hipótesis de la escalera energética.

Si bien es cierto la evolución del consumo de energías limpias muestra una tendencia favorable, aún hay mucho por mejorar, sobre todo en las zonas rurales, donde los niveles de electrificación son bajos, comparados con los registrados en la zona urbana; más aún, el consumo de combustibles tradicionales para cocinar alcanza el 80%.

Para enfrentar esto, el Estado implementó diversas medidas por medio de distintos actores. Por ejemplo, el Ministerio de Energía y Minas tiene a cargo el Plan Nacional de Electrificación Rural, cuyo fin es extender la frontera eléctrica hacia los pueblos alejados del tendido eléctrico. Hasta 2015, dicho plan ha invertido S/ 4610 millones y ha logrado aumentar la cobertura eléctrica en áreas rurales de 45% (2007) a 78% (2015). Por otra parte, el FISE busca promover el acceso a energía menos contaminante en las poblaciones más vulnerables, principalmente, mediante un subsidio de S/ 16 al consumo de GLP. Hasta julio de 2015 eran cerca de 1.2 millones los hogares beneficiados con el programa. Finalmente, la Administración de Infraestructura Eléctrica (Adinelsa) es la encargada de impulsar la electrificación rural, vía la construcción de minicentrales hidroeléctricas, grupos térmicos, centrales eólicas, sistemas fotovoltaicos, pequeños sistemas eléctricos, línea de transmisión y subestaciones de subtransmisión. Cada una de las mencionadas acciones permitirá reducir la emisión de CO₂ y, por tanto, contribuirá a la descarbonización del sector energético.

IMPACTO ECONÓMICO Políticas de energías renovables en el Perú

En el presente libro, Osinergmin evaluó y estimó el impacto de las principales políticas energéticas ambientales vinculadas a mitigar el nivel de emisiones de CO₂ en el país.

La política de promoción de la generación de RER ha producido importantes beneficios ambientales al país. Se estima que el beneficio neto atribuible a la política de generación de RER habría sido de US\$ 158 millones, en valores de 2016, registrando un ratio beneficio-coste de 1.28, es decir, por cada dólar utilizado para promover la generación de RER se habría generado un beneficio social adicional de US\$ 0.28. En términos de emisiones mitigadas de CO₂, la política habría permitido contribuir a este objetivo con alrededor de 6.4 MTCO₂-e.

Por otra parte, a partir del enfoque del modelo de equilibrio general computable se estimó que la política de comercialización de biocombustibles habría generado impactos en la mitigación de emisiones de CO₂ de aproximadamente 0.02 MTCO₂, cuyo valor social sería equivalente a US\$ 2.1 millones en valores corrientes. No obstante, Vásquez *et al.* (2016) sostienen que existen preocupaciones sobre los efectos reales que tendría el desarrollo de los biocombustibles en términos ambientales, sociales y económicos, y si estos son viables en un contexto en donde los precios del petróleo y sus derivados habrían registrado caídas significativas con respecto a los niveles registrados previos a la *boom* de las energías alternativas de la década pasada.

Finalmente, las políticas de promoción al acceso y uso de gas licuado de petróleo (GLP) en las áreas vulnerables del país habrían registrado un beneficio total durante el periodo de análisis de US\$ 6.5 millones (0.93 MTCO₂), mientras que los costos totales fueron US\$ 3.0 millones, expresados a 2016, registrando un ratio beneficio-coste de 2.2; es decir, por cada dólar incurrido en la distribución del vale FISE y la entrega del kit de cocina por parte del programa Cocina Perú, se estaría obteniendo US\$ 1.2 adicionales

Foto: Vista interior del metro (tren eléctrico) de Londres. Fuente: Shutterstock.





Foto: Tacna Solar, Perú. Fuente: Osinergmin.

NOTAS

INTRODUCCIÓN

- 1 Estos gases son todos aquellos compuestos químicos en estado gaseoso que se acumulan en la atmósfera de la Tierra y que son capaces de absorber la radiación infrarroja del Sol, aumentando y reteniendo el calor allí mismo, en la atmósfera. En otras palabras, un GEI es todo gas que contribuye al efecto invernadero, intensificándolo y aumentando considerablemente la temperatura del planeta.
- 2 Para mayor información sobre el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático, ver https://ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml (último acceso: 10/02/2017).
- 3 Solo la C.H. de Roncador no ha aplicado al Mecanismo de Desarrollo Limpio.

CAPÍTULO 01

- 1 Para más detalles ver <https://energy.gov/energysaver/buying-and-making-electricity>
- 2 Disponible en <https://energy.gov/energysaver/small-solar-electric-systems>
- 3 Disponible en http://vps156.cesvima.upm.es/sisifo/Downloads/SISIFO_TechnicalReferenceManual_20141027.pdf
- 4 Disponible en <https://energy.gov/energysaver/hybrid-wind-and-solar-electric-systems>
- 5 Disponible en <https://energy.gov/eere/wind/inside-wind-turbine-0>
- 6 Los *pellets* de madera o pellas son una clase de combustible a base de madera (leña, principalmente) y de forma alargada.
- 7 Entre otras formas de extraer energía del mar están las olas (energía undimotriz), la diferencia de temperatura entre la superficie y las aguas profundas del océano, el gradiente térmico oceánico, la salinidad, las corrientes marinas y la energía eólica marina.

- 8 Disponible en <http://www.ico2n.com/>
- 9 La acidificación del océano hace referencia al descenso en curso del pH de los océanos de la Tierra, a causa de la absorción de CO₂.
- 10 El NETL es operado y de propiedad del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Tiene como objetivo dar soporte en la misión del DOE de promover la seguridad energética en Estados Unidos.
- 11 Las predicciones a largo plazo acerca del almacenaje seguro /submarino o subterráneo/ son muy difíciles e inseguras, y persiste el riesgo de que el CO₂ pudiera fugarse desde el almacenaje a la atmósfera.
- 12 Generalmente, los efectos ambientales del uso del CCS surgen durante la producción de energía, con captura, transporte y almacenaje de CO₂.
- 13 La presente sección se basó en Vásquez, A. *et al.* (2012). **Reporte de análisis económico sectorial – Sector Eléctrico**, Año 1 – N° 2. Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin, Perú. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES_Electricidad_Diciembre_2012_OEE.pdf
- 14 Las fuentes hidrotermales con temperaturas de 40° C se suelen utilizar para el calentamiento de ambientes, la acuicultura e invernaderos; mientras que las fuentes hidrotermales con temperaturas de 95° C se emplean en la generación eléctrica. En el caso de generación de calor, la tecnología más difundida son las bombas de calor geotérmicas (*geothermal heat pumps*). Dicho sistema permite la extracción de calor del subsuelo vía la inyección de agua u otro líquido, mediante tubos que se calientan (o enfrían) con la temperatura de la tierra. Asimismo, también permite la extracción del calor de las fuentes de agua subterráneas. Ver Lund, J. *et al.* (2008).
- 15 Las fuentes caloríficas se encuentran en todas partes del mundo, a diferencia de las fuentes hidrotermales que están en zonas específicas.
- 16 El proceso de enfriamiento se puede concebir como un proceso inverso de la geotermia. En este caso, el calor es trasladado hacia el subsuelo mediante tubos donde este aire pierde su calor y se condensa, generando así un líquido a una baja temperatura.
- 17 Si no se consideran los recursos geotérmicos dedicados a la generación eléctrica, se tiene que la acuicultura representó el 1.3% de la capacidad instalada mundial (Mwt) en 2010. Las principales especies marinas beneficiadas de esta tecnología son el camarón, la langosta, la tilapia y los cocodrilos.

18 Un aspecto a resaltar es el elevado factor de planta de este tipo de centrales. Por ejemplo, las plantas de vapor seco en The Geysers en Estados Unidos alcanzan factores de planta de hasta 99%.

19 En 2010, la estructura de la generación de energía (GWh), la capacidad instalada (MW) y el número de unidades por tecnología era la siguiente:

- La generación de energía estaba distribuida de la siguiente manera: 63% correspondía a la tecnología *flash*; 24% al vapor seco; 9% a las plantas binarias y 4% al resto de tecnologías.

- La capacidad instalada se divide en plantas binarias (11%), plantas flash (61%), vapor seco (11%) y otras tecnologías (1%).

- El número de plantas se distribuía de la siguiente manera: plantas binarias (44%), plantas *flash* (39%), plantas de vapor seco (12%) y otras tecnologías (5%).

20 Las plantas de vapor *flash* utilizan los recursos energéticos denominados líquido-dominantes, que son fuentes que contienen poca cantidad de vapor; mientras que las plantas de vapor seco usan como recurso el vapor dominante, caracterizado por tener alto contenido de vapor caliente.

21 Las *hot rock* tienen baja permeabilidad; es decir, no permiten el paso del agua u otros líquidos mediante ellos, lo que ocasiona que la extracción de alguna sustancia sea muy difícil o imposible. Asimismo, la profundidad a la que se encuentran las *hot rock* es una limitante ya que los costos asociados a perforaciones profundas son muy elevados. La tecnología disponible no permite la explotación de estas fuentes de gran temperatura. Sin embargo, en la actualidad existen proyectos pilotos en diversos países como Estados Unidos, Suecia, Australia, entre otros, destacando el proyecto Copper Basin (Australia) que puede generar 7 MW.

22 Se consideran los costos asociados a la estructura civil, costos de suministro e instalación de equipos mecánicos (incluyendo el costo de los pozos) y los costos de los propietarios que incluyen los estudios de factibilidad y estudios ambientales.

23 Las cifras utilizadas, así como la división de los costos, se basan en plantas geotérmicas localizadas en zonas de Estados Unidos.

24 Traducción de *levelized cost* (LEC). El costo nivelado permite comparar los costos de diferentes tecnologías de generación y se puede definir como el precio medio que tendrían que pagar los consumidores para que el

inversionista recupere sus costos más una tasa de retorno. La forma de calcularlo es la siguiente:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \left[\frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^n \left[\frac{E_t}{(1+r)^t} \right]}$$

En el numerador se calcula el valor actual de los costos totales (fijos y variables), utilizando la tasa costo de capital (r). Los componentes del costo total son los costos de inversión (I_t), mantenimiento (M_t) y gastos de combustible (F_t) en el periodo t . En el denominador se calcula el valor actual de la energía generada (E_t) que está en función a la capacidad instalada y al factor de planta asumidos durante toda la vida útil de la planta (n).

25 El cálculo de las emisiones de CO₂ para el caso de la geotermia se realizó en base a un promedio ponderado de las emisiones registradas en las plantas geotérmicas de California, Estados Unidos. De esta forma las plantas *flash* tuvieron emisiones por 397 lb/MWh, las de vapor seco por 60 lb/MWh y finalmente las binarias con 0 lb/MWh.

26 La presente sección se basa en Vásquez, A. *et al.* (2012). **Reporte de análisis económico sectorial – Sector Eléctrico**, Año 1 – N° 1. Oficina de Estudios Económicos, Osinermin, Perú.

27 Disponible en <http://web.archive.org/web/20130604232117/http://www.gen-4.org/PDFs/GenIVRoadmap.pdf>

28 Disponible en http://www.21stcenturysciencetech.com/Nuclear_NAWAPA_XXI/Creating_Fusion_Economy.pdf

29 Para más detalles ver <http://pris.iaea.org/PRIS/>

30 Estos reactores en conjunto suman una capacidad neta de 2.7 GW, lo que equivale al 55% de la máxima demanda registrada en 2011 en Perú.

31 m.t. = mil toneladas.

32 Disponible en <http://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/world-nuclear-power-reactors-and-uranium-requireme.aspx>

33 El factor de planta utilizado fue de 85% para un reactor de capacidad de 1.4 GW.

34 *Carbon capture and storage* (Carbon w/CCS, Captura y almacenamiento del carbón) y *Carby Combined Cycle Gas Turbine* (Gas CCGT, Turbina a gas de ciclo combinado).

35 Disponible en <https://www.iea.org/Textbase/npsum/ElecCost2015SUM.pdf>

36 Las plantas nucleares en Francia poseen un factor de planta promedio mayor al 80%. Para mayor detalle ver <http://pris.iaea.org/PRIS/>

CAPÍTULO 02

1 Este capítulo se basa en los capítulos 2 y 5 de Tamayo, Salvador, Vásquez y Vélches (eds.) (2006), pero incorpora elementos adicionales asociados a la experiencia internacional en relación a los marcos de promoción de los RER.

2 La lista de 37 países desarrollados involucrados se encuentra en el Anexo B del Protocolo. Ver <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

3 El *European Union Emissions Trading Scheme* (EU ETS) es un sistema que cubre las emisiones de CO₂ de aquellas industrias intensivas en energía pertenecientes a la combustión de fósiles para generación eléctrica y de sectores industriales de alto consumo energético, incluyendo las refinerías de petróleo, fábricas de acero y la producción de hierro, aluminio, metales, cemento, cal, vidrio, cerámica, pulpa, papel, cartón, ácidos y productos químicos orgánicos en bruto. Para mayor detalle ver <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer>

4 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.

5 Esta sección se basa en la información presentada en la sección 2.3 del capítulo 2 del libro **La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico**, publicado por Osinermin y disponible en: http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25años.pdf

6 Este conjunto de normas se conoce como Renewable Portfolio Standards (RPS).

7 Esta sección se basa en la información presentada en la sección 5.3 del capítulo 5 del libro **La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico**, publicado por Osinermin y disponible en http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/

Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25años.pdf

8 El REN21 es la red mundial de políticas en energía renovable que vincula gobiernos, organizaciones no gubernamentales, instituciones académicas y de investigación, organismos internacionales e industrias para que se apoyen mutuamente, intercambien conocimientos y lleven a cabo acciones encaminadas hacia el uso de las energías renovables. La meta de REN21 es facilitar el intercambio de conocimiento, el desarrollo de políticas y la suma de esfuerzos para una transición mundial rápida hacia la energía renovable.

CAPÍTULO 03

1 Este capítulo es un extracto de lo desarrollado en el capítulo 5 del libro: **La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país** (Tamayo, Salvador, Vásquez y Vélches 2016, editores).

2 Reemplaza al Decreto Supremo N° 050-2008-EM, el cual era el Reglamento original.

3 Es el área geográfica rural cuya población no cuenta con redes ni servicios de electricidad.

4 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.

5 Se denomina subasta a sobre cerrado, porque cada uno de los postores tiene que ofertar un precio (el más bajo posible) en un sobre sellado que debe ser entregado simultáneamente al conductor de la subasta, de tal modo que ningún postor conozca la oferta de su contrincante.

6 Nótese que los generadores ofrecen energía y potencia al sistema; por ello en las subastas presentan ofertas correspondientes tanto al precio de la energía como al precio de potencia. En este sentido, el precio monómico que captura un promedio entre ambos precios es adecuado como factor de competencia.

7 También denominado precio de reserva, precio base o precio máximo de adjudicación.

8 El artículo N° 5 del D.L. N° 1002 y el artículo 19 del Reglamento RER señalan que al generador de 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 de 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).

9 Área geográfica rural cuya población no cuenta con redes ni servicio de electricidad (D.S. N° 020-2013-EM).

10 Es el conjunto de elementos que permite dotar de electricidad a un usuario ubicado en un área no conectada a red.

11 Monto total que equivale a un precio único por concepto de venta o compra de energía y potencia.

CAPÍTULO 04

1 Este capítulo se basa en el documento de Vásquez (2017). Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-38.pdf

2 En el artículo 22 del D. S. N° 012-2011-EM publicado el 23 de marzo de 2011 se indica que dicho costo incremental se determina en función a las inversiones en mejoras, reforzamientos y/o ampliaciones de la red de distribución para permitir técnicamente la inyección de energía producida por los generadores de RER.

3 Según EPRI (2008), una *smart grid* se puede entender como la superposición de un sistema integrado de comunicación y control sobre la infraestructura de suministro existente. Busca brindar la información correcta al agente adecuado (clientes, aparatos eléctricos, sistemas de control, operador del sistema, etc.) en el momento adecuado para una mejor toma de decisiones. Así también, es un sistema que optimiza la oferta y entrega de energía, minimiza las pérdidas y establece aplicaciones innovadoras de eficiencia energética y respuesta de la demanda.

Según EPRI (2011), una *smart grid* se refiere a la modernización del sistema de suministro de energía eléctrica para monitorear, proteger y optimizar la operación de los elementos del sistema interconectado, desde la generación, pasando por la transmisión de alto voltaje, el sistema de distribución y los consumidores finales residenciales e industriales.

Según Ruff (2002), las *smart grids* incluyen nuevas redes de comunicación y sistemas de bases de datos para modernizar las redes eléctricas y proveer

importantes beneficios a las compañías eléctricas y a los consumidores. Además, incluye una comunicación bilateral con medidores inteligentes y dispositivos de gestión de energía, lo que permitiría a las empresas responder más rápido a los problemas de potencia y a comunicar precios en tiempo real.

4 La introducción de solo medidores inteligentes brinda la oportunidad, al consumidor final, de conocer la tarifa de energía en hora punta y en hora fuera de punta. A largo plazo, se espera que la tarifa pueda ser observada en tiempo real (cada hora, por ejemplo) con la introducción de los elementos necesarios para el desarrollo de *smart grids* en el sistema eléctrico.

5 No se presentan resultados de generación eólica pues es difícil de predecir, por lo que no se tuvo en cuenta para la planificación de la red.

6 La estimación del impacto de la generación distribuida sobre el mercado mayorista por la GRT puede revisarse en el **acápito 4-3**.

CAPÍTULO 05

1 Recuperado de <http://www.who.int/mediacentre/news/releases/2014/air-pollution/es/> (último acceso: 28/01/2017).

2 El elevado precio del VE corresponde a los altos costos que representa el almacenamiento de energía, aunque recientemente, debido a la producción en masa y las economías de escala, estos costos han disminuido.

3 Se eligió la comparación de un FIAT 500 eléctrico y un FIAT 500e convencional. La información se encuentra disponible en la web del Departamento de Energía de los Estados Unidos <http://www.fueleconomy.gov/feg/Find.do?action=sbs&id=35206&id=35154> (último acceso: 28/01/2017).

4 Recuperado de <http://www.europapress.es/ciencia/laboratorio/noticia-video-tren-japones-maglev-bate-record-velocidad-603-km-20150421103300.html>

5 Recuperado de <http://newsroom.unfccc.int/media/521376/paris-electromobility-declaration.pdf>

CAPÍTULO 06

1 Vásquez, De la Cruz y Coello (2016).

2 En <http://www.iea.org/aboutus/glossary/b/> y en <http://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=B>.

3 Mayores detalles sobre otros cultivos y las fases de producción de estos combustibles en Vásquez, De la Cruz y Coello (2016).

4 IEA (2011). **Technology Roadmap. Biofuels for Transport**: 10.

5 Ver Directiva 2009/28/CE art. 26, numerales 2 y 3.

6 Mayor información al respecto se puede encontrar en http://www.storck.com.br/site_biodiesel/index-selo_combustivel_social-es.htm.

7 Mayores detalles sobre las medidas en Vásquez, De la Cruz y Coello (2016).

8 OCDE-FAO (2016). **OCDE-FAO Agricultural Outlook 2016-2025**. En: <http://stats.oecd.org/>

9 EurObserv'ER (2016) **Biofuels Barometer**.

10 British Petroleum (2016).

11 Para mayores detalles sobre lo proyectado por la OCDE-FAO puede verse un resumen en Vásquez *et al.* (2016) o en el mismo documento de la OCDE-FAO (2016).

12 Ministerio de Agricultura y Riego (2012). **La palma aceitera. Principales aspectos de la cadena productiva**. Informe Agroeconómico. Dirección General de Negocios Agrarios (ex Dirección General de Competitividad Agraria).

13 Ministerio de Agricultura y Riego (2015). **Anuario estadístico de producción agrícola y ganadera 2015**. Dirección General de Seguimiento y Evaluación de Políticas.

14 Fuente: INIA. Recuperado el 13/05/2016 en <http://www.agraria.pe/noticias/mas-de-500-mil-familias-podrian-beneficiarse-10022>.

15 Se calcula la demanda de etanol teniendo en cuenta la proporción del mismo que debe estar presente en los gasoholes de acuerdo a la normativa.

16 Cabe señalar que desde 2011, el porcentaje obligatorio de mezcla de biodiésel aumentó de 2% a 5% (art. 10 Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles, D.S. N° 021-2007-EM y sus modificatorias).

17 Ver Vásquez, De la Cruz, Llerena e Isla (2016) para mayores detalles. El modelo MEGC es explicado por Chisari *et al.* (2015).

18 Fuente: **OCDE-FAO Agricultural Outlook (Perspectivas Agrícolas) 2016-2025**. En: <http://stats.oecd.org>

CAPÍTULO 07

1 Excepcionalmente, para la provincia de La Convención del departamento del Cusco, se otorgará un vale de descuento de S/ 32.00.

2 Artículo modificado por el artículo 1 del D.S. N° 008-2015-EM y por el artículo 1 del D.S. N° 005-2016-EM.

3 Las instituciones educativas públicas bajo el ámbito del Programa Nacional de Alimentación Escolar Qali Warma y los comedores populares que brindan sus prestaciones en el marco de la gestión del Programa de Complementación Alimentaria (PCA) son también beneficiarios del FISE.

CAPÍTULO 08

1 En el contexto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, las principales conferencias sobre el cambio climático han sido: COP3 (Protocolo de Kioto, 1997), COP15 (Copenhague, 2009), la COP20 (Lima, 2014) y la COP21 (París, 2015).

2 Objetivos 3 y 7 de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, D. S. N° 064-2010-EM.

3 D. L. N° 1002.

4 El costo nivelado de generación permite comparar los costos de distintas tecnologías de generación eléctrica. El costo nivelado está definido como el precio medio que tendrían que pagar los consumidores eléctricos para que el inversionista recupere su inversión y costos operativos más una tasa de retorno (Vásquez *et al.*, 2012).

5 Este valor incorpora los riesgos e impactos de la emisión de una tonelada de carbono sobre la salud, el ambiente y el mercado (ingreso y consumo en diversos sectores).

6 Dahlby (2008) señala que el costo marginal de los fondos públicos aproxima las pérdidas de eficiencia social vinculadas a incrementos en los ingresos fiscales con el objetivo de financiar gastos del gobierno.

7 Ley N° 28054.

- 8 Mediante el D. S. N° 021-2007-EM y sus modificaciones.
- 9 Para el caso de las gasolinas, un galón del nuevo combustible registraría una composición de 92.2% de gasolinas y 7.8% de alcohol carburante. Con respecto a los diéseles, el nuevo combustible tendría una composición de 95% de diésel y 5% de biodiésel B100.
- 10 La Matriz de Contabilidad Social (MCS) se construyó a partir de la matriz insumo-producto de 1994 y está actualizada a 2010. Para mayor información, ver Chisari, Mastronardi, Vásquez y Romero (2015) en donde se explica el diseño y uso del MEGC y su MCS para Perú.
- 11 El mercado local de biocombustibles cuenta con pocas plantas productoras de biocombustibles. Ver para mayores detalles Vásquez, De la Cruz y Coello (2016).
- 12 Este índice se construyó a partir de las emisiones de CO₂ generadas en los diferentes sectores económicos. Ver para mayores detalles Chisari *et al.* (2015).
- 13 Situación inicial utilizada en las simulaciones o ejercicios contrafactuales en el MEGC, también es denominado *benchmark*.
- 14 Se le denomina combustible mezcla al producto final que resulta de combinar los combustibles líquidos derivados del petróleo con los biocombustibles (bioetanol y biodiésel).
- 15 Fuente: IEA CO₂ **Emissions from Fuel Combustion**, OECD/IEA, París, 2016.
- 16 Objetivos 3 y 7 de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.
- 17 Creado en 2012, mediante la Ley N° 29852.
- 18 Aprobado mediante D.S. N° 021-2012-EM.
- 19 Para la elaboración de este impacto se utilizó la metodología y los supuestos expuestos en el acápite 7-4 del anexo digital de Tamayo, Salvador, Vásquez y De la Cruz (2015), en donde se indica que solo se debe utilizar la información de los hogares que han recibido un kit de cocina a partir del programa Cocina Perú, a fin de evaluar solamente los efectos por sustitución de combustible.
- 20 Es importante señalar que la sustitución entre fuentes de energía se evidenció solo en el grupo de beneficios que recibieron el kit de cocina GLP y los vales de descuento GLP.

- 21 La valoración de los costos sociales se hace mediante la medición del costo administrativo incurrido en la distribución del vale FISE. Para un mayor detalle, revisar el acápite 7-4 y 7-6 del anexo digital de Tamayo *et al.* (2015).

CAPÍTULO 09

- 1 Conferencia de las Partes (2015). 21er periodo de sesiones. Aprobación del Acuerdo de París, Propuesta del Presidente. Naciones Unidas. Disponible en <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/spa/l09s.pdf>.
- 2 Para mayor información se puede visitar la página del proyecto ITER <http://www.iter.org/sci/whatisfusion>
- 3 Vásquez, A.; de la Cruz, R.; Llerena, M. y L. Isla (2016). **Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Hidrocarburos**, Año 5 – N° 7. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Hidrocarburos-Diciembre-2016-OEE-OS.pdf



Foto: Panel Solar y Aerogenerador Eólico. Fuente: Shutterstock.



Foto: Mini Hidro Huasahuasi (Bocatoma), Perú. Fuente: Osinergmin.

BIBLIOGRAFÍA

Adinelsa (2015). **Memoria 2015**. Disponible en http://www.adinelsa.com.pe/files/publicaciones/Memoria_Anual_2015.pdf.

Agarwal, V. y L. Tsoukalas (2009). **Smart Grids: Importance of Power Quality**. Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering, 54 (4): 136-143.

Alemu, M.; Zenebe, G.; Menale, K. y K. Gunnar (2009). **Income Alone Doesn't Determine Adoption and Choice of Fuel Types Evidence from Households in Tigray and Major Cities in Ethiopia**. Environment for Development Discussion Paper Series, No 8-18.

Allcott, H. (2011). **Rethinking Real-Time Electricity Pricing**. Resource and Energy Economics, 33: 820-842.

Anaya, F. (2016). **Situación y retos de la electrificación rural** (diapositivas de PowerPoint). MEM.

Arnold, J. E. M.; Köhlin, G. y R. Persson (2006). **Woodfuels, Livelihoods and Policy Interventions: Changing Perspectives**. World Development, 34(3): 596-611.

Arzate, J. (2015). **Desarrollo de la tecnología de biogás en México, retos y beneficio**. Tesis para optar por el grado de Doctor en Biotecnología. Universidad Técnica de Berlín. Disponible en http://www.mufm.fr/sites/mufm.univ-toulouse.fr/files/juan_antonio_arzate_salgado.pdf (último acceso: 26/01/2017)

Astete-Miller, S.; Ludeña, C.; Razo, C. y A. Saucedo. (2007). **Biocombustibles y su impacto potencial en la estructura agraria, precios y empleo en América Latina**. Nueva York y Ginebra: Unidad de Desarrollo Agrícola-División de Desarrollo Productivo y Empresarial (Cepal).

Baker, A. (Marzo, 2016). **Argentina obtiene victoria en disputa por biodiésel con UE**. *Business News Americas*. Recuperado el 18 de abril de 2016 de <http://www.bnamericas.com/es/news/petroleoygas/argentina-obtiene-victoria-en-disputa-por-biodiesel-con-ue>.

Banco Mundial (2013). **World Development Indicators 2013**. Recuperado de www.databank.worldbank.org/data/download/WDI-2013-ebook.pdf (último acceso: 28/01/2017).

Bartlett, D. (2013). **Fusion Is the Powerhouse Of The Universe. It Is the Energy Source of the Sun and Other Stars**. Euratom. Disponible en http://web.archive.org/web/20130619050803/http://bacterio.uc3m.es/investigacion/fusion/intro/fusion_leaflet_euratom.pdf

Beaudry, M.; Shooner, J. y N. Lacasse, (2014). **Canadian Tax Considerations for Non-Residents Investors in Canadian Renewable Energy Projects: Canadian Energy Law**. Recuperado el 25 de enero 2017 de <http://www.canadianenergylaw.com/2014/04/articles/renewable-energy/canadian-tax-considerations-for-nonresidents-investors-in-canadian-renewable-energy-projects/>

Benemann, J. (1980). **Biomass Energy Economics**. The Energy Journal, 1 (1): 107-131. Disponible en <https://www.jstor.org/stable/pdf/41321458.pdf> (último acceso: 26/01/2017)

Bertani, R. (2010). **Geothermal Power Generation in the World 2005 – 2010**. Update Report: 29-32.

Bloomberg (2013). **Renewable Energy Now Cheaper than New Fossil Fuels in Australia**. New Energy Finance. Disponible en <https://about.bnef.com/blog/renewable-energy-now-cheaper-than-new-fossil-fuels-in-australia/>

BNamericas (2011). **Smart Grids Spread to Latin America**. Intelligence Series.

Borenstein, S. (2005). **Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice**. En Griffin, J. y S. Puller (ed.), *Electricity Deregulation, Choices and Challenges*. Chicago: The University of Chicago Press.

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>.

Branker, K.; Pathak, M.J.M. y J.M. Pearce (2011). **A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9): 4470. Disponible en <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111003492>

Bruinsma, B. (2009). **Producción de biodiésel de palma aceitera y jatropha en la Amazonía del Perú y el impacto para la sostenibilidad**. Agriterra (Holanda) y Conveagro (Perú).

Business News Americas (2013). **Biofuels in Latin America: The State of Play**. Oil & Gas Intelligence Series. Setiembre, 2013.

Cárdenas, I. (2015). **La eficiencia energética en el Perú**. Ministerio de Energía y Minas.

Carbon Trust (2008). **Small-Scale Wind Energy. Policy Insights and Practical Guidance**. Disponible en https://www.carbontrust.com/media/77248/ctc738_small-scale_wind_energy.pdf

Cepal (2009). **Las fuentes renovables de energía y el cumplimiento de la estrategia 2020**.

Cepal (2010). **La geotermia en el contexto de las energías renovables**. Presentación hecha por Manlio F. Coviello.

Cepal (2010). **Redes Inteligentes de energía en América Latina y El Caribe: Viabilidad y desafíos**. Conferencia Regional sobre Redes Inteligentes de Energía.

Chambers A. (2004). **Renewable Energy in Nontechnical Language**. Estados Unidos: PennWell, 1ra edición: 135. Bertani, R. (2010).

Chao, H. (2010). **Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World**. Energy Policy, 23 (1): 7-20.

Chisari, O.; Mastronardi, L.; Vásquez, A. y C. Romero (2015). **Los impactos económicos de las restricciones al transporte de gas natural en el Perú: Un análisis de equilibrio general computable**. Documento de Trabajo N° 33. Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinermin, Perú. Disponible en http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-33.pdf (último acceso: 07/02/2017).

Clastres, C. (2011). **Smart Grids: Another Step Towards Competition, Energy Security and Climate Change Objectives**. The Electricity Journal, 39: 5399-5408.

Cobb, J. (2017). **Top 10 Plug-in Vehicle Adopting Countries of 2016**. Recuperado de <http://www.hybridcars.com/top-10-plug-in-vehicle-adopting-countries-of-2016/> (último acceso: 28/01/2017).

Comisión Nacional de Energía de Chile (2012). **Revisión de mecanismos de tarificación de implementaciones de smart grid**.

Congreso de la República del Perú (1998). **Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía**.

Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (1997). **Protocolo de Kioto**. Recuperado de <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpsan.pdf>

Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (2009). **Acuerdo de Copenhague**. Recuperado de <http://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/eng/11a01.pdf#page=4>

Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (2012). **Plataforma de Durban**. Recuperado de http://unfccc.int/meetings/durban_nov_2011/session/6294/php/view/decisions.php#c

Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (2015). **Acuerdo de París**. Recuperado de http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/spanish_paris_agreement.pdf

Dahlby, B. (2008) **The Marginal Cost of Public Funds: Theory and Applications**. Cambridge, MA: The MIT Press.

Danielson, D. (2012). **A Banner Year for the U.S. Wind Industry**. The White House President Barack Obama. Disponible en <https://obamawhitehouse.archives.gov/blog/2012/08/14/banner-year-us-wind-industry>

Darby, J. (2004). **Income, Household Energy and Health**. Repsol YPF - Harvard Kennedy School Working Paper. Disponible en https://www.hks.harvard.edu/m-rcbg/repsol_ypf-ksg_fellows/Papers/Jack/dwj_repsol.pdf.

Decreto Legislativo N° 1002. (2008). Recuperado el 13 de octubre de 2016 de http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL_de_promocion_de_la_inversion_para_la_generacion_de_electricidad_con_el_uso_de_energias_renovables_1002.pdf

De Lucas, A.; Lobato, J. y J. Villaseñor (2004). **Termotecnia básica para ingenieros químicos: bases de Termodinámica aplicada**. Universidad de Castilla-La Mancha: 101. Disponible en https://books.google.es/books?id=I59w-la_3UIC&pg=PA101&hl=es#v=onepage&q&f=false

De Nigris, M. y F. Coviello (2010). **Redes inteligentes de energía (smart grids) en América Latina y El Caribe: viabilidad y desafíos**. Cepal, conferencia regional sobre redes inteligentes de energía.

Diesendorf, M. (2006) **Can Geosequestration Save the Coal Industry?** En J. Byrne, Leigh Glover and Noah Toly (eds). Transforming Power: Energy as a Social Project. Vol. 9, Energy and Environmental Policy Series: 223-248. Disponible en: <http://>

web.archive.org/web/20120722211605/http://www.ceem.unsw.edu.au/content/documents/Diesendorf_Coal-Geoseq.pdf

Dirección General de Electrificación Rural (2013). **Plan nacional de electrificación rural - PNER 2013-2022**. MEM: Lima.

Doyle, B. (2016). **Chile's Roadmap to a Renewable Future**. Recuperado el 25 de enero de 2017, de <http://www.renewableenergyfocus.com/view/44442/chile-s-roadmap-to-a-renewable-future/>

Duflo, E., Greenstone, M. y R. Hanna (2008). **Indoor Air Pollution, Health and Economic Well-Being**. Surveys and Perspectives Integrating Environment and Society, 1(1): 1-9.

Earth to Air System (2006). **ETA Geothermal Technologies – Basic Operating Overview**. P: 2.

EIA. (2017). **Total Non-Hydro Renewable Electricity Net Generation 2014**. Recuperado el 24 de enero de 2017, de <http://www.eia.gov/beta/international/data/browser/>

El País (2011). **Cuando las placas fotovoltaicas son más baratas que la red eléctrica**. Disponible en <http://blogs.elpais.com/eco-lab/2011/12/cuando-las-placas-fotovoltaicas-son-mas-baratas-que-la-red-electrica.html>

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.

EPRI (2008). **The Green Grid: Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid**. Palo Alto: EPRI.

EPRI (2011). **Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid: A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid**. Palo Alto: EPRI.

ESB National Grid (2004). **Impact of Wind Power Generation in Ireland on the Operation of Conventional Plant and the Economic Implications**. Disponible en <http://web.archive.org/web/20140701203023/http://www.eirgrid.com/media/2004%20wind%20impact%20report%20%28for%20updated%202007%20report,%20see%20above%29.pdf>

Escobar, R.; Gamio, P.; Moreno, A. y U. Vásquez (2016). **Energización rural mediante el uso de energías renovables para fomentar un desarrollo integral**

y sostenible: Propuestas para alcanzar el acceso universal a la energía en el Perú. Primera edición. Lima: GIZ.

EurObserv'ER (2015). **Biofuels barometer 2015**. Recuperado el 19 de abril de 2016 en: <http://www.eurobserv-er.org/biofuels-barometer-2015/>.

EurObserv'ER (2016). **Biofuels Barometer 2016**. Recuperado el 21 de diciembre de 2016 en: <https://www.eurobserv-er.org/pdf/2016/EurObservER-Biofuels-Barometer-2016-EN.pdf>.

FAO (2010). **An Economic Assessment of Alternative Production Pathways for Peruvian Biofuels Production**. BEFS/FAO.

FAO (2011). **Manual de biogás**. Disponible en <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf>

Faruqui, Harris y Hledik (2010). **Unlocking the €53 Billion Savings from Smart Meters in the EU: How Increasing the Adoption of Dynamic Tariffs Could Make or Break the EU's Smart Grid Investment**. Energy Policy, (38): 6222-6231.

Figenbaum, E. y M. Kolbenstvedt (2013). **Electromobility in Norway – Experiences and Opportunities with Electric Vehicles**. TØI Report 1281/2013, Institute of Transport Economics, Oslo. Recuperado de <https://www.toi.no/getfile.php/Publikasjoner/T%C3%98I%20rapporter/2013/1276-2013/1276-2013-sum.pdf> (último acceso: 28/01/2017).

Fondo de Inclusión Social Energético, FISE. (2015). **Memoria Institucional 2015**. Disponible en <http://www.fise.gob.pe/publicaciones.html>

Fondo de Inclusión Social Energético, FISE. (2016). Recuperado el 22 de diciembre de 2016 de <http://www.fise.gob.pe/index.html>

Foro Internacional sobre Generación IV (2002). **A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems**. Disponible en <http://web.archive.org/web/20130604232117/http://www.gen-4.org/PDFs/GenIVRoadmap.pdf>

Fundación Friedrich Ebert (2010). **Matriz energética en el Perú y energías renovables. Energía en el Perú: ¿hacia dónde vamos?** Disponible en <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/peru/07881.pdf>

Fundación Friedrich Ebert (2013). **Matriz energética en el Perú y energías renovables**. Barreras para el desarrollo de la bioenergía. Disponible en <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/peru/10183.pdf>

Gateway to the Fusion Economy (2010). **A Call for an International Crash Program. Creating the Fusion Economy**, by 21st Century Science and Technology Staf. Special Report: Nuclear NAWAPA XXI. 21st Century Science & Technology. Disponible en http://www.21stcenturysciencetech.com/Nuclear_NAWAPA_XXI/Creating_Fusion_Economy.pdf

Geothermal Energy Association (2012). **Geothermal Energy and Greenhouse Emissions**. P: 9-10.

Geothermal Energy Association (2012). **Why Support Geothermal Energy**. P: 4.

Gestión (2014). **Ergon Perú ganó buen pro para generar electricidad con paneles solares**. Recuperado el 22 de diciembre de 2016 de <http://gestion.pe/economia/ergon-peru-gano-buen-pro-generar-electricidad-paneles-solares-2113280>

Gipe, P. (1993). **The Wind Industry's Experience with Aesthetic Criticism**. JSTOR. Disponible en https://www.jstor.org/stable/1575818?seq=1#page_scan_tab_contents

Gonzales, P. y K. Steenland (2014). **Environmental health in Peru: Outdoor and Indoor Air Contamination**. Revista Panam Salud Pública, 36(2), 141. Disponible en <http://www.scielosp.org/pdf/rpsp/v36n2/10.pdf>

Grimm, M.; Munyehirwe, A.; Peters, J. y M. Sievert (2014). **A First Step Up the Energy Ladder? Low Cost Solar Kits and Household's Welfare in Rural Rwanda**. IZA Discussion Paper Series. IZA DP No. 8594.

Grupo Palmas (2014). **Reporte de Sostenibilidad 2013-2014**. Recuperado el 27 de abril de 2016 de <http://www.palmas.com.pe/palmas/el-grupo/reportes-anales>

GRT (2016)- Subasta *off-grid*. www2.osinerg.gob.pe. Recuperado el 22 de diciembre de 2016 de <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/1eraSubastaOffGrid.html>

GRT (2016)- Energías Renovables. www2.osinerg.gob.pe. Recuperado el 22 de diciembre de 2016 de <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>

Hamer, M. (2006). **The Rooftop Power Revolution**. New Scientist. Disponible en <https://www.newscientist.com/article/mg18925351.400-the-rooftop-power-revolution/?full=true#bx25351481>

Harcourt Brown (2010). **Canadian Renewable Energy Policies**. Harcourt Brown & Carey Clean Energy & Finance. Recuperado el 25 de enero de 2017 de <http://www.harcourtbrown.com/canadian-renewable-energy-policies>

Heltberg, R. (2004). **Fuel Switching: Evidence from Eight Developing Countries**. Energy Economics, 26(5): 869-887.

Heltberg, R. (2005). **Factors Determining Household Fuel Choice in Guatemala**. Environment and Development Economics, 10(03): 337-361.

Hernández, E. (2008). **Estudio comparativo de la legislación latinoamericana sobre Biocombustibles**. Servicio Holandés de Cooperación al Desarrollo - SNV.

Hledik, R. (2009). **How Green Is the Smart Grid?** The Electricity Journal, 22 (3): 29-41.

Holtkamp, N. (2008). **Futuro de la energía con la fusión atómica**. ITER. Disponible en <http://web.archive.org/web/20081113014620/http://usinfo.state.gov/journals/itgic/1006/ijgs/holtkamp.htm>

Holttinen, H. et al. (2006). **Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power**. Agencia Internacional de la Energía (AIE). Disponible en https://www.ieawind.org/AnnexXXV/Meetings/Oklahoma/IEA%20SysOp%20GWPC2006%20paper_final.pdf

Hong Kong and Shanghai Banking Corporation, HSBC (2012). **Consumer in 2050: The Rise of the EM Middle Class**. Recuperado de https://www.hsbc.com.vn/1/PA_ES_Content_Mgmt/content/vietnam/abouthsbc/newsroom/attached_files/HSBC_report_Consumer_in_2050_EN.pdf (último acceso: 28/01/2017).

Hossier, R. (2004). **Energy Ladder in Developing Nations**. United Nations Development Program (UNDP), New York, New York, United States.

Howard, K. y S. O'Neill (2016). **Alberta's Renewable Electricity Support Agreement: McCarthy Tétrault Submission to the AESO on the Draft Term Sheet**. Canadian Energy Perspectives. Recuperado el 25 de enero de 2017, de <http://www.canadianenergylawblog.com/2016/12/17/albertas-renewable-electricity-support-agreement-mccarthy-tetrault-submission-to-the-aeso-on-the-draft-term-sheet/>

Hybridcars (2016). **Top 10 Plug-in Vehicle Adopting Countries of 2016**. Recuperado de <http://www.hybridcars.com/top-10-plug-in-vehicle-adopting-countries-of-2016/> (último acceso: 28/01/2017).

IAEA (2007). **Energy, Electricity and Nuclear Power: Developments and Projections - 25 Years Past and Future**. International Atomic Energy Agency. Disponible en <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/7791/Energy-Electricity-and-Nuclear-Power-Developments-and-Projections>

IAEA (2010). **Uranium 2009: Resources, Production and Demand**. OECD: 19. Reasonably Assured Resources (RAR). Disponible en <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2014/7209-uranium-2014.pdf> y <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2010/6891-uranium-2009.pdf>

IEA (2002). **Bus Systems for the Future—Achieving Sustainable Transport Worldwide**. París, Francia. Recuperado de <http://library.umac.mo/ebooks/b13623126.pdf> (último acceso: 28/01/2017).

IEA (2005). **Projected Costs of Generating Electricity**. OECD: 173-175.

IEA (2010). **Projected Costs of Generating Electricity**. París: OECD. Disponible en http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf (último acceso: 07/02/2017).

IEA (2011a). **Solar Energy Perspectives: Executive Summary**. Disponible en <http://www.iea.org/Textbase/npsun/solar2011SUM.pdf>

IEA (2011b). **Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power**. International Energy Agency: 20.

IEA (2011c). **Technology Roadmap: Smart Grids**. París: IEA.

IEA (2011d). **Technology Roadmap**. Biofuels for Transport.

IEA (2011e). **World Energy Outlook: Part A, Global Energy Trends**. Recuperado el 20 de enero de 2017 de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf

IEA (2015a). **Projected Costs of Generating Electricity**. OECD: 103. Disponible en <https://www.iea.org/Textbase/npsun/ElecCost2015SUM.pdf>

IEA (2015b). **Railway Handbook 2015: Energy Consumption & CO2 Emissions**. Union Internationale des Chemins de Fer (UCI)/IEA. París. Recuperado de <https://www.iea.org/topics/transport/publications/railwayhandbook2015/> (último acceso: 28/01/2017).

IEA (2015c). **Energy Technology Perspectives 2015**. Recuperado de http://www.oecd-ilibrary.org/energy/energy-technology-perspectives-2015_energy_tech-2015-en (último acceso: 28/01/2017).

IEA (2016a). **CO₂ emissions from Fuel Combustion – 2016 Edition**. París: OECD. Disponible en <http://data.iea.org/payment/products/115-co2-emissions-from-fuel-combustion-2016-edition.aspx> (último acceso: 07/02/2017).

IEA (2016b). **Global EV Outlook 2016: Beyond One Million Electric Cars**. Energy Technology Policy Division of the Directorate of Sustainability, Technology and Outlooks (STO). Recuperado de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Global_EV_Outlook_2016.pdf (último acceso: 28/01/2017).

IEA (2016c). **World Energy Outlook 2016 Sees Broad Transformations in the Global Energy Landscape**. Disponible en <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/november/world-energy-outlook-2016.html>

IEA. (2017a). **Canada - Policies and Measures**. Recuperado el 24 de enero 2017 de <https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=Canada>

IEA. (2017b). **Chile - Policies and Measures**. Recuperado el 24 de enero de 2017 de <https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=Chile>

IEA. (2017c). **United States - Policies and Measures**. Recuperado el 24 de enero de 2017 de <https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=United%20States>

Indra (2012a). **Integración de redes eléctricas inteligentes en el sistema energético peruano**. Impacto en el sistema y planes de desarrollo. Informe Final. Proyecto administrado por la Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin.

Indra (2012b). **Servicio de consultoría internacional para el diagnóstico e implementación de redes eléctricas para Osinergmin**. Informe Final. Proyecto administrado por la Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin. Lima, Perú.

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

International Geothermal Association. **Geothermal a natural choice**. P: 6.

International Labour Organization (2014). **The Economics of Biogas: Creating Green Jobs in the Dairy Industry in India**. Disponible en http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_emp/---emp_ent/documents/publication/wcms_242911.pdf

Irena (2012). **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series**. Wind Power. Disponible en http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf

Irena (2014a). **Renewable Power Generation Costs in 2014**. Abu Dhabi.

Disponible en https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf

Irena (2014b). **Perú: Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables**. Abu Dhabi

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

Irena. (2015b). **Renewable Energy Policy Brief: Chile**. Abu Dhabi.

Irena. (2017). **Rethinking Energy 2017: Accelerating the Global Energy Transformation**. Abu Dhabi.

Kammen, D.; Bailis, R. y A. Herzog (2001). **Clean Energy for Development and Economic Growth: Biomass and Other Renewable Energy Options to Meet Energy and Development Needs in Poor Nations**. Marrakech: COP 7.

Khandker, S.; Barnes, D. F. y H.A. Samad (2012). **The Welfare Impacts of Rural Electrification in Bangladesh**. The Energy Journal 33(1): 187-206.

Labis P; Visande Rey G.; Pallugna Reuel C. y D. Caliao Nolan (2011). **The Contribution of Renewable Distributed Generation in Mitigating Carbon Dioxide Emissions**. Renewable and Sustainable Energy Review, 15 (9): 4891–4896.

Lazard (2011). **Levelized Cost of Energy Analysis**. Informe Versión 5.0: 9-10. Disponible en https://all4energy.files.wordpress.com/2013/06/lazard-report_levelizedcostofenergy2020_2011.pdf

Leake, J. y H. Watt (2008). **Home-Made Energy to Prop Up Grid**. The Sunday Times. Disponible en <http://www.thesundaytimes.co.uk/sto/Migration/article100906.ece>

Lund, J.; Bjelm, L.; Bloomquist, G. y A. Mortensen (2008). **Characteristic, Development and Utilization of Geothermal Resources – a Nordic Perspective**. Episodes, 31(1): 144. Disponible en http://smu.edu/geothermal/gpw_tx/geo_energy_use_color_8x11.pdf.

Lund, J. y D. Freeston (2010). **Direct Utilization of Geothermal Energy 2010**. Worldwide Review, presentación: 3.

MacKen, K.J.P.; Green, T.C.; y R.J.M. Belmans (2002). **Active Filtering and Load**

Balancing with Small Wind Energy Systems. 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings: 776). Disponible en <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1221533>

Martins, J. (2005). **The Impact of the Use of Energy Sources on the Quality of Life of Poor Communities**. Social Indicators Research 72(3): 373-402.

Masera, O. R.; Saatkamp, B. D. y D.M. Kammen (2000). **From Linear Fuel Switching to Multiple Cooking Strategies: A Critique and Alternative to the Energy Ladder Model**. World Development 28(12): 2083-2103.

McKinsey & Company (2015). **Urban Mobility at a Tipping Point**. Recuperado de <http://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/urban-mobility-at-a-tipping-point>(último acceso: 28/01/2017).

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**. Osinergmin, Lima. Disponible en http://www.camara-alemana.org.pe/downloads/05_OSINERG_121113-PRE-JMG-Marco-Legal-Energias-Renovables-Matriz-Energetica.pdf

Met Office (2008). **Small-Scale Wind Energy Technical Report**. Disponible en <https://www.carbontrust.com/media/85174/small-scale-wind-energy-technical-report.pdf>

Metz, B.; O.Davidson, O.; de Coninck, H.C.; Loos M. y L.A. Meyer (2005). **IPCC reporte especial sobre Carbon Dioxide Capture and Storage**. Cambridge University Press, Cambridge, RU & New York, EEUU: 442. Disponible en http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf

Ministerio de Agricultura y Riego (2015). **Anuario Estadístico de Producción Agrícola y Ganadera 2015**. Dirección General de Seguimiento y Evaluación de Políticas.

Ministerio de Agricultura y Riego (2012). **La palma aceitera**. Principales aspectos de la cadena productiva. Informe Agroeconómico. Dirección General de Negocios Agrarios (ex Dirección General de Competitividad Agraria).

Ministerio de Agricultura y Riego (2007). **Biocombustibles y marco tributario**. Documento de Trabajo. Oficina de Tecnología de la Información (antes Dirección General de Información Agraria).

Ministerio de Economía y Finanzas (1999). **Decreto Supremo N° 055-99-EF**. Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo. 16 de abril.

Ministerio de Energía de Chile (2012). **Guía de planificación para proyectos de biogás en Chile**. Disponible en <http://www.aproval.cl/manejador/recursos/guiaplanificacionproyectosbiogasweb.pdf>

Ministerio de Energía de Chile (2013). **Redes inteligentes: oportunidades de desarrollo y estrategia de implementación en Chile**.

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2012). **Balance nacional de energía**. Dirección General de Eficiencia Energética. Lima, Perú. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/_publicaSector.php?idSector=12 (último acceso: 28/01/2017).

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2015a). **Proyectos por departamento**. Dirección de Electrificación Rural (DGER). Recuperado el 23 de diciembre de 2016 de http://dger.minem.gob.pe/Proyectos_ElectrificacionRural_Filtros.aspx

Ministerio de Energía y Minas, MEM (2015b). **Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER). Período 2016-2025**. Dirección de Electrificación Rural (DGER) diciembre 2015.

MIT (2006). **The Future of Geothermal Energy**. Massachusetts Institute of Technology: 152.

Mitma, R. (2015). **Análisis de la regulación de energías Renovables en el Perú**. Revista PUCP: Derecho y sociedad. Lima, Perú.

Naciones Unidas (2015). **Convención marco sobre el cambio climático**. Conferencias de las Partes, 21er periodo de sesiones.

National Grid (2006). **Transmission and Wind Energy: Capturing the Prevailing Winds for the Benefit of Customers**. Disponible en https://www9.nationalgridus.com/non_html/c3-3_NG_wind_policy.pdf

NETL (2007). **NETL 2007 Carbon Sequestration Atlas**. Disponible en <http://www.netl.doe.gov/>

New Brunswick Power Corporation (NB Power) (2017). **Net Metering**. Recuperado el 25 de enero de 2017 de <https://www.nbpower.com/en/products-services/net-metering/>

OCDE/FAO (2016). **OCDE-FAO Agricultural Outlook 2016-2025**. OECD Publishing, París. Disponible en http://www.oecd-ilibrary.org/agriculture-and-food/oecd-fao-agricultural-outlook_19991142

Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (2011). **Manual de biogás**. Disponible en <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf>

Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos, OCDE (2015). **The Metropolitan Century: Understanding Urbanisation and its Consequences**. París: Editorial OCDE. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264228733-en> (último acceso: 28/01/2017).

Ormeño, V. (2011). **Redes Inteligentes. Punto de vista de la regulación**. IX Congreso Internacional de Energía.

Osinergmin (2014). **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 (2016). **Centrales de generación eléctrica con recursos energéticos renovables**. División de Supervisión de Electricidad – Osinergmin.

Parfomak, P. W. y P. Folger (2008). **US Congressional Research Service report: Carbon Dioxide (CO₂) Pipelines for Carbon Sequestration: Emerging Policy Issues**. Disponible en http://web.archive.org/web/20130311192818/http://assets.opencrs.com/rpts/RL33971_20080117.pdf

Parlamento Europeo y Consejo (2009). **Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE**.

PCM. (2015). **Plan multisectorial ante heladas y friaje 2015**.

Platt, R.; Fitch-Roy, O. y P. Gardner (2012). **Beyond the Bluster: Why Wind Power is an Effective Technology**. Institute for Public Policy Research. Disponible en http://www.ippr.org/files/images/media/files/publication/2012/08/beyond-the-bluster_Aug2012_9564.pdf?noredirect=1

Practical Action (2012) **Poor People's Energy Outlook 2012: Energy for Earning a Living**. Practical Action Publishing, Rugby, UK.

Randall, T. (2016). **Here's How Electric Cars Will Cause the Next Oil Crisis**. Recuperado

de <https://www.bloomberg.com/features/2016-ev-oil-crisis/> (último acceso: 28/01/2017).

REN21. (2016). **Renewables 2016 Global Status Report**. París: UNEP. Disponible en: <http://www.ren21.net/GSR-2016-Report-Full-report-EN>.

Rodríguez, C. y M. Almenara (2015). **Cuantificación económica de la viabilidad del aseguramiento ante el riesgo de interrupción eléctrica, mediante generación distribuida carga base, con planta de generación eléctrica 2 MW de motor a gas natural, en el sector industrial de Lima Metropolitana**. Tesis (Mg). Programa Maestría en Gestión de la Energía, Universidad ESAN, Perú.

Romani, J. y V. Arroyo (2012). **Matriz energética en el Perú y energías renovables. Eficiencia energética: políticas públicas y acciones pendientes en el Perú**. Fundación Friedrich Ebert (FES).

Ruff, L. (2002). **Economic Principles of Demand Response in Electricity**. Washington D.C. Edison Electric Institute.

Samuelson, P. (1954). **The Pure Theory of Public Expenditure**. The Review of Economics and Statistics, 36(4), 387-389

Sánchez, T.; Escobar, R.; Ramírez, S.; Canedo, W.; Gamarra, A. y Y. Guzmán (2010). **Microcentrales hidroeléctricas. Una alternativa para el desarrollo rural**. Lima: Soluciones Prácticas. Disponible en http://cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/130bib_arch.pdf

Serra, T. y D. Zilberman (2013). **Biofuel-Related Price Transmission Literature: A review**. Energy Economics, 37: 141-151.

Stern, N. (2006). **Review on the Economics of Climate Change**. Disponible en http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20080910140413/http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm (último acceso: 07/02/2017).

Swanson, R. M. (2009). **Photovoltaics Power Up**. Science: 891-892. Disponible en http://phys.iit.edu/~segre/phys100/science_2009_324_891.pdf

Tamayo, J. (2014). **El sector transporte terrestre, el uso de la energía y sus impactos en el cambio climático**. Presentación realizada en el Foro Voces del Clima, Conferencia de las Partes (COP20). Lima, Perú. 2 de diciembre. Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/COP20/uploads/Jesus_Tamayo-El_Sector_Transporte_Terrestre-Uso_de_la_Energia_y_sus_Impactos_en_el_Cambio_Climatico.pdf (último acceso: 28/01/2017).

Tamayo, J.; Salvador, J.; Vásquez, A. y R. De la Cruz (2015) (editores). **La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país**. Lima: Osinergmin. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-industria-hidrocarburos-liquidos-Peru.pdf (último acceso: 07/02/2017).

Tamayo, J.; Salvador, J.; Vásquez, A. y C. Vilches (Editores) (2016). **La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aporte al crecimiento económico del país**. Lima: Osinergmin. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25años.pdf (último acceso: 07/02/2017).

Teske, S. (2008). **La energía solar puede dar electricidad limpia a más de 4000 millones de personas para 2030**. Greenpeace España. Disponible en <http://www.greenpeace.org/espana/es/news/2010/November/la-energ-a-solar-puede-dar-ele/>

Thomas, J. y J. S. Ashok (2013). **Economics of Biomass Energy a Case Study**. International Journal of Engineering Science and Innovative Technology, 2 (4): 528-233. Disponible en http://www.ijesit.com/Volume%202/Issue%204/IJESIT201304_68.pdf

Thomson George, Paget y Moses Blackman (1959). **Improvements in or Relating to Gas Discharge Apparatus for Producing Thermonuclear Reactions**. Disponible en https://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=GB&NR=817681&KC=&FT=E&locale=en_EP

Toole, R. (2015). **The Energy Ladder: A Valid Model for Household Fuel Transitions in Sub-Saharan Africa?** Tesis para optar el grado de Master of Science in Urban and Environmental Policy and Planning and Economics, Tufts University.

USDA Foreign Agricultural Service (2015a). **Colombia Biofuels Annual Trade Protection Worsens Biofuels Shortfall**. Global Agricultural Information Network Report.

USDA Foreign Agricultural Service (2015b). **Brazil Biofuels Annual Biofuels - Ethanol and Biodiesel**. Global Agricultural Information Network Report.

USDA Foreign Agricultural Service (2015c). **Ecuador Decree Encourages Expanded Biofuel Production**. Global Agricultural Information Network Report.

USDA Foreign Agricultural Service (2015d). **Biofuel Mandates in the EU by Member State**. Global Agricultural Information Network Report N° GM15015.

USDA Foreign Agricultural Service (2015e). **Peru Biofuels Annual**. Global Agricultural Information Network Report.

USDA Foreign Agricultural Service (2015f). **Argentina Biofuels Annual**. Global Agricultural Information Network Report.

U.S. Department of Energy (2010). **Water Use in the Development and Operation of Geothermal Power Plants**. P: 26.

U.S. Department of Energy (2015). **Vehículos eléctricos híbridos y enchufables**. Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable. Recuperado de http://www.afdc.energy.gov/uploads/publication/hpev_spanish.pdf (último acceso: 28/01/2017).

U.S. Department of Energy (2017). **How Do Wind Turbines Work? Office of Energy Efficiency & Renewable Energy**. Disponible en <https://energy.gov/eere/wind/how-do-wind-turbines-work>

U.S. Energy Information Administration (2010). **Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plant**. P: 128-141.

Van Campen, Bart (2011). **Manejo de la demanda y smart metering en sistemas hidroeléctricos**. Seminario dictado en Osinergmin.

Van de Walle, D.; Ravallion, M.; Mendiratta, V. y G. Koolwal (2013). **Long-Term Impacts of Household Electrification in Rural India**. World Bank Policy Research Working Paper (6527). Disponible en <http://ideas.repec.org/p/wbk/wbrwps/6527.html>.

Van der Kroon, B.; Brouwer, R. y P.J.H. van Beukering (2013). **The Energy Ladder: Theoretical Myth or Empirical Truth? Results from a Meta-Analysis**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 20: 504-513.

Vann, A. y P. W. Parfomak (2008). **US Congressional Research Service Report: Regulation of Carbon Dioxide (CO₂) Sequestration Pipelines: Jurisdictional Issues**. Disponible en http://web.archive.org/web/20130311192810/http://assets.opencrs.com/rpts/RL34307_20080415.pdf

Vásquez, A. (2015). **Análisis de riesgo y coberturas en la financiación de proyectos RER**. Cuarta Conferencia de Energías Renovables, Lima.

Vásquez, A. (2017). **Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano**. Documento de Trabajo N° 38, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú. Disponible

en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-38.pdf

Vásquez, A. y E. Balistreri (2010). **The Marginal Costs of Public Funds of Mineral and Energy Taxes in Peru**. Resources Policy 35: 257-264. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.resourpol.2010.08.002> (último acceso: 07/02/2017).

Vásquez, A.; Ortiz, H.; Cueva, S.; Salazar, C. y A. San Román (2012a). **Reporte de análisis económico sectorial**. Sector Eléctrico, Año 1 – N° 1. Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin – Perú. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES_Electricidad_Diciembre_2012_OEE.pdf

Vásquez, A.; Ortiz, H.; Cueva, S.; Salazar, C. y A. San Román (2012b). **Reporte de análisis económico sectorial**. Sector Eléctrico, Año 1 – N° 2. Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin – Perú. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES_Electricidad_Diciembre_2012_OEE.pdf (último acceso: 07/02/2017).

Vásquez, A.; De la Cruz, R.; Llerena, M. y L. Isla (2016). **Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Hidrocarburos, Año 5 – Número 7**. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Hidrocarburos-Diciembre-2016-OEE-OS.pdf (último acceso: 07/02/2017).

Vásquez, A. (2016). **Crecimiento y desarrollo económico en el Perú: contribuciones del sector energético y prospectiva de nuevas tendencias**. Presentación realizada para el II Foro Global de Energía. Osinergmin. Lima. Recuperado de <http://www.foroenergia.com.pe/archivos/ForoEnergia2016-Sesion2-Crecimiento%20y%20Desarrollo%20Economico-AVasquez.pdf> (último acceso: 28/01/2017).

Vásquez, A.; De la Cruz, R. y F. Coello (2016). **Los biocombustibles: desarrollos recientes y tendencias internacionales**. Documento de Trabajo N° 36. Gerencia de Políticas y Análisis Económico. Osinergmin. Lima, Perú. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-36.pdf (último acceso: 07/02/2017).

Vásquez, A.; De la Cruz, R.; Llerena, M. y L. Isla (2016). **La política de introducción de los biocombustibles en el Perú: una evaluación desde un enfoque de Equilibrio General Computable**. Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Hidrocarburos Líquidos. Año 5, N° 7, diciembre. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin. Lima, Perú. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Hidrocarburos-Diciembre-2016-OEE-OS.pdf

Vilcachagua, J. (2013). **Aspectos regulatorios a considerar en la incorporación de los vehículos eléctricos en el mercado eléctrico peruano.** Tesis (Mg). Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Lima, Perú.

Vincent, D. (2011). **Accelerating the Move to a Low Carbon Economy. A Carbon Trust Perspective.** Disponible en http://www.confiep.org.pe/system/archivos/98/original/110310_David-vincent_Acelerando-la-transicion-a-una-economia-baja.pdf

Vincent, W. y L. Jerram (2006). **The Potential for Bus Rapid Transit to Reduce Transportation-Related CO2 Emissions.** Journal of Public Transportation, BRT Special Edition, 9 (3): 219-237.

World Economic Forum (2015). **The Case for Fusion Energy.** Disponible en <https://www.weforum.org/agenda/2015/09/the-case-for-fusion-energy/>

World Health Organization (WHO) (2006). **Fuel for Life: Household Energy and Health.** París: World Health Organization.

World Health Organization (WHO) (2016). **Fact sheet N° 292: Household Air Pollution and Health.** World Health Organization. Recuperado el 13 de diciembre de <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs292/en/>.

World Nuclear Association (1 de enero de 2017). **World Nuclear Power Reactors and Uranium Requirements.** Disponible en <http://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/world-nuclear-power-reactors-and-uranium-requireme.aspx>

World Products Trading S.A.C. (2011). **Informe semestral: análisis de la evolución de precios del etanol y gasohol y propuesta de metodología para el cálculo del precio de referencia del gasohol.** Contrato de Locación de Servicios Osinergmin-GART-013-2010. Gerencia de Regulación de Tarifas. Osinergmin.

Wright, L. y L. Fulton (2005). **Climate Change Mitigation and Transport in Developing Nations.** Transport Reviews, 25: 691-717.

Zhenhua, J. (2009). **Computational Intelligence Techniques for a Smart Electric Grid of the Future.** Department of Electrical and Computer Engineering, University of Miami.

FUENTES DE INTERNET

www.biofuelstp.eu

www.minem.gob.pe

www.eia.gov

www.gesetze-im-internet.de

www.iea.org

www.oecd.org

www.minagri.gob.pe

www.sunat.gob.pe

www.agrolalibertad.gob.pe

European Biofuels Technology Platform

Ministerio de Energía y Minas

Energy Information Administration

Leyes en Internet de Alemania

International Energy Agency

Organization for Economic Co-operation and Development

Ministerio de Agricultura y Riego

Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria

Gerencia Regional de Agricultura – Gobierno Regional La Libertad

Gerencia Regional de Agricultura – Gobierno Regional La Libertad

Gerencia Regional de Agricultura – Gobierno Regional La Libertad



Foto: Energía eólica. Fuente: Shutterstock.

GLOSARIO

°C	Grado Celsius (centígrado)
µg/m ³	Microgramos/Metro cúbico
Abradee	<i>Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica</i>
ACCA	<i>Accelerated Capital Cost Allowance</i>
Adinelsa	Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica
AML	Área Metropolitana de Lima
APP	Asociaciones Público – Privadas
AWEC	<i>Alta Wind Energy Center</i>
AT	Alta tensión
BNAmericas	<i>Business News Americas</i>
BNEF	<i>Bloomberg New Energy Finance</i>
BM	Banco Mundial
BRIF	Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento
BRT	<i>Bus Rapid Transit</i>
BT	Baja tensión
BX	Biodiésel X% (porcentaje de mezcla de biodiésel con el diésel, B2=2%)
Capex	Costo total de inversión o gasto de capital
CCS	<i>Carbon capture storage</i>
CDM	<i>Clean Development Mechanism</i>
Cenepred	Centro Nacional de Estimación, Prevención y Reducción del Riesgo de Desastres
Cepal	Comisión Económica para América Latina y El Caribe
CER	Certificados de Emisiones Reducidas
CH ₄	Metano
CNE	Comisión Nacional de Energía
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
Concytec	Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación
COP	Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático
CO ₂	Dióxido de carbono

CSE	Clasificación socioeconómica
CSP	Planta de energía termosolar de concentración
CTVS	Centavos
Devida	Comisión Nacional para el Desarrollo y Vida sin Drogas
DOE	Departamento de Energía
D.S.	Decreto Supremo
D.L.	Decreto Legislativo
DTP	Mareomotriz dinámica (<i>dynamic tidal power</i>)
Edelnor	Empresa de distribución eléctrica de Lima Norte
EE.UU.	Estados Unidos
EIA	<i>Energy Information Administration</i> (E.E.U.U.)
Enaho	Encuesta Nacional de Hogares
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
Euratom	Comunidad Europea de la Energía Atómica
Ercue	Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía
ERU	Unidades de reducciones de emisiones
EU-ETS	<i>European Union Emission Trading Scheme</i>
ET	<i>International Emissions Trading</i>
FAO	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FIT	<i>Feed-in-tariff</i>
Fonafe	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
FV	Fotovoltaica
GD	Generación distribuida
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas licuado de petróleo
GNV	Gas natural vehicular
GPAE	Gerencia de Políticas y Análisis Económico
GRT	Gerencia de Regulación de Tarifas
GW	Giga watts
GWh	Giga watts hora
H ₂	Hidrógeno

H ₂ S	Sulfuro de hidrógeno
Has	Hectáreas
HEV	Vehículos eléctricos híbridos
HSBC	Hong Kong and Shanghai Banking Corporation
HSR	<i>High-Speed Rail</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGV	Impuesto General a las Ventas
Inacal	Instituto Nacional de la Calidad
INDC	<i>Intended Nationally Determined Contributions</i>
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
INIA	Instituto Nacional de Innovación Agraria
IPCC	Panel Intergubernamental del Cambio Climático
Irena	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISC	Impuesto Selectivo al Consumo
ITF	Informe Técnico Favorable
JI	<i>Joint Implementation</i>
JICA	Organismo Japonés de Cooperación Internacional
km/h	Kilómetros por hora
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
KSGI	<i>Korea Smart Grid Institute</i>
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
LFR	<i>Lead-Cooled Fast Reactor System</i>
LIC	Lugar de Importancia Comunitaria
Maglev	<i>Magnetic Levitation</i>
MBPD	Miles de barriles por día
MCS	Matriz de Contabilidad Social
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MIMP	Ministerio de la Mujer y Poblaciones Vulnerables
Minsa	Ministerio de Salud

MJ/m ³	Megajulios por metro cúbico
mph.	Millas por hora
m/s	Metros por segundo
m ² /GWh	Metros cuadrados por gigawatt-hora
m ³ /s	Metros cúbicos por segundo
MTC	Ministerio de Transportes y Comunicaciones
MTG	Microturbina a gas
MM	Millones
MECG	Modelo Equilibrio General Computable
MEM	Ministerio de Energía y Minas
Minagri	Ministerio de Agricultura y Riego
MKE	<i>Ministry of Knowledge Economy</i>
MT	Media tensión
MT	Mil toneladas
MTCO ₂	Millones de toneladas de CO ₂
MTCO ₂ -e	Millones de toneladas de CO ₂ equivalentes
MVCS	Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento
MW	Mega watts
MWh	Megawatt hora
N ₂	Nitrógeno
N ₂ O	Óxido nitroso
O ₂	Oxígeno
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
Off-grid	Áreas No Conectadas a la Red
On-grid	Áreas Conectadas a la Red
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
O&M	Costos de operación y mantenimiento
Olade	Organización Latinoamericana de la Energía
OMS	Organización Mundial de la Salud
Osinermin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PCH	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
PCM	Presidencia del Consejo de Ministros
PBI	Producto Bruto Interno

Petroperú	Petróleos del Perú S.A.
PHEV	Vehículos eléctricos híbridos enchufables
Pitec	Proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética
PNER	Programa Nacional de Electrificación Rural
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
Pymes	Pequeña y mediana empresa
PREE	Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía 2009-2018
PPA	<i>Power Purchase Agreements</i>
PPP	Paridad de Poder de Compra
Probiocom	Programa de Promoción del Uso de Biocombustibles
Proinversión	Agencia de Promoción de la Inversión Privada
RAES	Reporte de Análisis Económico Sectorial
RCD	Resolución de Consejo Directivo
REI	Redes Eléctricas Inteligentes
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
Relapasa	Refinería La Pampilla S.A.
RER	Recursos energéticos renovables
RESA	<i>Renewable Electricity Support Agreement</i>
Rpm	Rotaciones por minuto
RPS	<i>Renewable Portfolio Standards</i>
RRA	Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables
RLCE	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
S.A.	Sociedad Anónima
S.A.A.	Sociedad Anónima Abierta
S.A.C.	Sociedad Anónima Cerrada
SCOP - Osinergmin	Sistema de Control de Órdenes de Pedido de Osinergmin
S.C.R.L.	Sociedad Comercial de Responsabilidad Limitada
SEAL	Sociedad Eléctrica de Arequipa Ltda.
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SER	Sistemas Eléctricos Rurales
SNV	Servicio Holandés de Cooperación y Desarrollo
S.R.L.	Sociedad de Responsabilidad Limitada

Sisfoh	Sistema de Focalización de Hogares
SSAA	Sistemas Aislados
ST	Sector típico
TEL	Tren Eléctrico de Lima
TEP	Tonelada equivalente de petróleo
TM	Tonelada métrica
TM/hora	Toneladas métricas por hora
TOU	Tarifa <i>Time-of-Use</i>
TSG	Generadores de corriente de marea o <i>tidal stream generators</i>
WH/L	Watt hora por litro
TWh	Tera watts hora
UE	Unión Europea
UNEP	<i>United Nations Environment Programme</i>
USDA	<i>United States Department of Agriculture</i>
US\$	Dólar de Estados Unidos
VAD	Valor Agregado de Distribución
VE	Vehículo eléctrico
Vraem	Valle del Río Apurímac, Ene y Mantaro
WAMS	<i>Wide-Area Measurement System</i>
W/m2	Watts por metro cuadrado
ZEPA	Zona de Especial Protección para las Aves



Foto: Paneles solares y aerogeneradores eólica. Fuente: Shutterstock.



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 Posgrado GĒRENS. Arturo Vásquez es Licenciado en Economía de la PUCP, Magister (M.Sc.) 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).



Foto: Panel Solar y Aerogeneradores Eólico. Fuente: Shutterstock.







Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17

Teléfono: 219 3400 anexo 1057

www.osinergmin.gob.pe

ISBN 978-612-47350-2-8



9 786124 735028