ENERGÍAS RENOVABLES

EXPERIENCIA Y PERSPECTIVAS EN LA RUTA DEL PERÚ HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Osinergmin

La isla flotante de los Uros cuenta con sistemas fotovoltaicos autónomos (Puno). Foto: Ergon Perú.

TÍTULO

Energías renovables:
experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética

© Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin, 2019

Calle Bernardo Monteagudo 222,
Magdalena del Mar, Lima, Perú

ISBN: 978-612-47350-6-6
Hecho el depósito legal en la Biblioteca Nacional del Perú:
N° 2019-14740
Impreso en el Perú. Printed in Peru.

Tiraje: 65 ejemplares
Impreso en: GRÁFICA BIBLOS S.A.
Jr. Morococha 152, Surquillo
Lima, Perú
Primera edición: noviembre 2019
Impresión: noviembre 2019

EDITORES

Daniel Schmerler Vainstein, Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin
José Carlos Velarde Sacio, Gerente General de Osinergmin
Abel Rodríguez González, Gerente de Políticas y Análisis Económico de Osinergmin
Ben Solís Sosa, Especialista de Osinergmin

COLABORADORES

PRIMERA EDICIÓN

Equipo de redactores del libro

Ben Solís Sosa / Melissa Llerena Pratolongo / Francisco Coello Jaramillo / Carlos Miranda Velásquez / Anthony Suclupe Girio / Ernesto Guevara Ccama / Darha Chávez Vásquez / Juan José Morante Montenegro / Wilder Santos Viera / José Emilio Chicasaca Huamaní / Beremiz Rojas Morán / Jonathan Vilela Pablo / Joel Uzuriaga Fabian / Gerald Lozano Ruiz

COLABORACIÓN EN EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN

Defensoría del Pueblo

COLABORACIÓN EN EL SUMINISTRO DE MATERIAL FOTOGRÁFICO

Ministerio de Energía y Minas, Autoridad Autónoma del Sistema Eléctrico de Transporte Masivo de Lima y Callao, Enel Distribución Perú, Engie Energía Perú, Ergon y Sociedad Peruana de Renovables (Petramás y Waira).

PRIMERA EDICIÓN

Ben Solís Sosa, Juan José Morante Montenegro, Beremiz Rojas Morán, Coordinación de Diagramación y Corrección / Dora Ipanaqué, Diseño / Paola Miglio, Edición de Estilo.

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a los siguientes colaboradores del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) por sus comentarios a los capítulos de conclusiones y agenda pendiente: César Ninanya (División de Supervisión Regional), Leonidas Sayas, Guillermo Echeandía y Edwin Ramírez (División de Supervisión de Electricidad), Jaime Mendoza, Severo Buenalaya y Luis Grajeda (Gerencia de Regulación de Tarifas).

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

Citar la publicación como Schmerler, Daniel; Velarde, José Carlos; Rodríguez, Abel y Solís, Ben (Editores) (2019). **Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética.** Osinergmin. Lima-Perú.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de Osinergmin.

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.

Presa en el lago Cap-de-Long (Francia). Foto: Shutterstock.

CONTENIDO

Turbinas de generación eólica y paneles fotovoltaicos. Foto: Shutterstock.

PRÓLOGO 10

INTRODUCCIÓN 14

I. MARCO CONCEPTUAL 18

1. TIPOS DE RER Y TECNOLOGÍAS 20

1.1. Energía solar 24
1.2. Energía eólica 26
1.3. Energía de la biomasa 27
1.4. Energía minihidráulica 27
1.5. Energía marítima 28
1.6. Energía geotérmica 30

2. BENEFICIOS Y RETOS DE LOS RER 34

2.1. Beneficios de los RER 37
2.2. Retos de los RER 47

3. INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA PROMOVER LOS RER 58

3.1. Políticas regulatorias y de precios 61
3.2. Políticas no regulatorias 64

4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS 66

4.1. Definición 69
4.2. Elementos 71
4.3. Ventajas 73

II. ESTADO ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES 74

5. ESTADO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO 76

5.1. Desarrollo del sector eléctrico en el mundo 79
5.2. Potencia instalada 80
5.3. Generación eléctrica 82
5.4. Tendencias en costos 84
5.5. Tendencias en mecanismos de promoción 88

6. ESTADO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PERÚ 94

6.1. Situación actual 97
6.2 Descripción actual de la producción de las centrales RER 102
6.3 Potencial de los RER en el Perú 106
6.4 Sistemas Fotovoltaicos Autónomos en el Perú 117

III. SUBASTAS RER: RESULTADOS Y DESEMPEÑO 120

RESUMEN DE LAS CUATRO SUBASTAS RER ON-GRID 122

7. PRIMERA SUBASTA RER 124

7.1. Resultados 127
7.2. Estado de los proyectos 129
7.3. Estudio de caso: Central de Cogeneración Paramonga I 130
7.4. Estudio de caso: Central Hidroeléctrica Shima 135

8. SEGUNDA SUBASTA RER 140

8.1. Resultados 144
8.2. Estado de los proyectos 145
8.3. Estudio de caso: Central Eólica Tres Hermanas 146
8.4. Estudio de caso: Central Hidroeléctrica Huatziroki I 149

9. TERCERA SUBASTA RER 154

9.1. Resultados 157
9.2. Estado de los proyectos 157
9.3. Estudio de caso: Central Hidroeléctrica Runatullo II 158
9.4. Estudio de caso: Centrales Hidroeléctricas Hydrika 1, 2, 3, 4 y 5 160

10. CUARTA SUBASTA RER 166

10.1. Resultados 169
10.2. Estado de los proyectos 169
10.3. Estudio de caso: Central Solar Rubí 169
10.4. Estudio de caso: Parques Eólicos Huambos y Duna 173

11. SUBASTA OFF-GRID 176

11.1 Características de la subasta 179
11.2. Resultados de la subasta 181
11.3. Desempeño 186

IV. PERSPECTIVAS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA 190

12. SMART CITIES 192

12.1. Características 195
12.2. Smart cities en el mundo 196
12.3. Perspectivas de las smart cities 197

13. GENERACIÓN DISTRIBUIDA 200

13.1. Definición 203
13.2. Clasificación de la generación distribuida 204
13.3. Mecanismos de compensación 204
13.4. Beneficios y desafíos 205
13.5. Factores que favorecen la generación distribuida 206
13.6. La generación distribuida en el Perú 207

14. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA 210

14.1 Definición 213
14.2 Tipos de tecnología de almacenamiento 214
14.3 Ventajas y desventajas 216
14.4 Costos 219

15. ELECTROMOVILIDAD 220

15.1. Introducción a los vehículos eléctricos 223
15.2. Situación actual del transporte en Lima 227
15.3. Estado de la calidad del aire en Lima 229
15.4. Medidas adoptadas por el Perú 230

V. LA RUTA DEL PERÚ HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA 232

16. CONCLUSIONES 234

17. AGENDA PENDIENTE 240

NOTAS 248

BIBLIOGRAFÍA 256

GLOSARIO 266

SEMBLANZA 272

EQUIPO DE REDACTORES 276

ANEXOS (ver disco compacto adjunto)

ANEXO 1 – TIPOS DE SUBASTA RER
ANEXO 2 – EXPERIENCIA INTERNACIONAL SOBRE LOS MECANISMOS DE PROMOCIÓN RER
ANEXO 3 – MAPA DE IRRADIACIÓN NORMAL DIRECTA
ANEXO 4 – POTENCIAL EÓLICO (MW) EN EL PERÚ
ANEXO 5 – RESUMEN DEL POTENCIAL GEOTÉRMICO DEL PERÚ PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA
ANEXO 6 – PROYECTOS DE LA PRIMERA SUBASTA RER
ANEXO 7 – PROYECTOS DE LA SEGUNDA SUBASTA RER
ANEXO 8 – PROYECTOS DE LA TERCERA SUBASTA RER
ANEXO 9 – PROYECTOS DE LA CUARTA SUBASTA RER
ANEXO 10 – EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Central solar Rubí (Moquegua). Foto: Minem.

PRÓLOGO

PRÓLOGO

Los efectos del cambio climático están motivando que los países de todo el mundo cambien la forma en la cual generan energía eléctrica, pasando de fuentes contaminantes, como el carbón y el petróleo, a fuentes limpias basadas en recursos renovables, como la energía eólica o solar, entre otras. Según cifras de la Agencia Internacional de Energía Renovable (Irena, por sus siglas en inglés) a 2016, este problema en particular no resulta apremiante para Latinoamérica, región con una producción eléctrica relativamente limpia: la mitad es generada con recursos hídricos, alrededor de un cuarto con gas natural, carbón y petróleo alcanzan juntos cerca del 17%, mientras que el resto corresponde a energías renovables no convencionales. Nuestro país va en la misma línea pues al cierre de 2018, el 55% de nuestra energía eléctrica fue generada por hidroeléctricas, el 37% por centrales térmicas a base de gas natural, y la energía generada a partir de recursos energéticos renovables (RER) alcanzó casi un 8%. Una matriz de generación eléctrica como la descrita lleva a muchas personas a pensar, erróneamente, que las energías renovables no convencionales no tienen cabida en países como el nuestro.

Sin embargo, basta revisar nuestra matriz de energía primaria para constatar que el 47% de la energía proviene del petróleo. Esta fuente, que es la base del transporte peruano, resulta contaminante y es afectada por las fluctuaciones en su precio, generando impactos en la salud de los ciudadanos y en la economía nacional. Ante esto, la solución a largo plazo es la electrificación de nuestra matriz, sobre la base de energías limpias que permitan de manera simultánea reducir los efectos negativos que tienen los combustibles fósiles en el ambiente y la salud, y disminuir el grado de exposición a cambios en el precio internacional del petróleo.

Este no es, por supuesto, el único reto que enfrentamos. El sector eléctrico tiene, en realidad, cuatro grandes desafíos para los próximos años: i) llevar energía eléctrica a zonas rurales y aisladas, ii) garantizar el suministro eléctrico para el crecimiento económico de los siguientes años, iii) generar suficiente energía para la electrificación de actividades, como el transporte, que hoy se basan en petróleo y iv) asegurar que todo este incremento en la producción de energía eléctrica se realice con el menor impacto sobre el ambiente.

En todos estos aspectos, las energías renovables no convencionales, debido a su potencial, tendrán un rol vital, como lo han tenido en los últimos años en Perú y en el mundo entero. Es por eso que en 2017, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) publicó el libro **La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático**. En él se precisó la importancia de los recursos energéticos renovables para la generación de electricidad en nuestro país y, entre otros temas, se reseñaron las subastas llevadas a cabo para la provisión de energía eléctrica sobre la base de RER.

Dos años después, presentamos **Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética**, un libro cuyo objetivo es mostrar los resultados y el estado de implementación de los proyectos adjudicados mediante subastas de energías renovables (tanto *on-grid* como *off-grid*) y, a su vez, colocar en el centro de la discusión los múltiples retos que enfrentamos en el marco de la transición energética. Con esta edición, Osinergmin desea continuar consolidando su liderazgo en la difusión del conocimiento del sector eléctrico, aportando así al debate de las medidas que nuestro país debe adoptar para continuar nuestro crecimiento económico sobre la base de energías limpias y sostenibles.

Instalación de un panel fotovoltaico. Foto: Shutterstock.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
Editor
Osinergmin

JOSÉ CARLOS VELARDE SACIO
Gerente General
Editor
Osinergmin

Aerogeneradores onshore y offshore (Países Bajos). Foto: Shutterstock.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

El Perú es un país cuya matriz de generación eléctrica ha sido tradicionalmente baja en emisiones de carbono, debido a la importancia de la generación hidroeléctrica. Incluso con el incremento de la participación de las centrales de gas natural, debido a la puesta en operación en 2004 del proyecto Camisea, nuestra matriz sigue siendo relativamente limpia con respecto a otras del mundo.

A pesar de ello, Perú sigue teniendo retos importantes en materia energética, a los cuales los recursos energéticos renovables (RER) pueden contribuir grandemente. Por ello, en 2008, el país se volvió un referente en la región, con la aprobación del Decreto Legislativo N° 1002 de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables. Luego vinieron cuatro subastas *on-grid* y una *off-grid*, que permitieron diversificar nuestra matriz de generación eléctrica y obtener lecciones aprendidas para la promoción de este tipo de energías. Sin embargo, en los últimos años no han existido importantes avances en esta industria, por lo que es necesario adoptar políticas que nos permitan estar nuevamente a la vanguardia de la política energética en la región.

El presente libro puede entenderse como la continuación lógica del libro que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) publicó en 2017, llamado **La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático**. Este permitió conocer a detalle las características técnicas y económicas de las energías renovables y presentó los resultados de las subastas realizadas, destacando la reducción progresiva en el costo de la energía, producto de los avances tecnológicos, sobre todo en las energías solar y eólica.

Así, con la presentación de este libro, **Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética**, nuestra intención es revisar el estado actual de los proyectos, años después de su adjudicación, a fin de que el lector pueda identificar factores de éxito y aspectos de mejora en la promoción de las energías renovables. Del mismo modo, el libro es una oportunidad para poner en el centro de la discusión cuál es el papel de las energías renovables frente a los múltiples desafíos que enfrentamos como país: por un lado, llevar energía eléctrica a todos los ciudadanos, un reto característico de los países en desarrollo; por otro, afrontar los cambios generados por la globalización, tal como se viene realizando en países desarrollados como parte de la transición energética. Estos incluyen las *smart cities*, la generación distribuida, los sistemas de almacenamiento de energía y la electromovilidad.

El contenido del libro se divide en cinco bloques. El **primero**, orientado al establecimiento de un marco conceptual, consta de cuatro capítulos. En el **capítulo 1**, se desarrollan las tecnologías existentes para la producción de energía eléctrica a partir de RER: se listan las energías renovables consideradas en la literatura especializada, incluso cuando algunas no han sido consideradas en la normativa peruana o no se tenga experiencias de proyectos implementados en el ámbito nacional. Este tipo de energías posee ventajas atractivas, pero también impone retos. El **capítulo 2** describe los beneficios (baja conflictividad social, rápida implementación, diversificación, descentralización, energía limpia, potencial para el ámbito rural) y los retos de la implementación de las energías a partir de RER (intermitencia, integración a gran escala e impacto en la tarifa). Por otra parte, el **capítulo 3** aborda los instrumentos de política para promover los RER, distinguiendo entre las políticas regulatorias y de precios y las no regulatorias. Hasta dicho capítulo, la discusión ha girado en torno a la generación de energía eléctrica con fuentes renovables a fin de que sea inyectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Sin embargo, los RER también tienen un gran potencial para dotar de electricidad a sistemas aislados y rurales, por lo cual el **capítulo 4** abordará los sistemas fotovoltaicos autónomos y sus principales características.

El **segundo bloque** del libro tiene por objetivo realizar una revisión del estado de las energías renovables en el mundo y, de manera particular, en el Perú. Por tal motivo, el **capítulo 5** analiza variables clave tales como la potencia instalada, la generación de energía y la tendencia en costos y mecanismos de promoción de los RER en el mundo, con el objetivo de obtener una visión global del estado de este tipo de energías. El **capítulo 6** se centra en nuestro país, desarrollando los distintos tipos de energías renovables contempladas en el marco legal, su estado actual y su potencial. Asimismo, se reseña brevemente el estado actual de los sistemas fotovoltaicos autónomos, con excepción de aquellos provenientes de la subasta *off-grid*, los cuales contarán con un capítulo más adelante.

El **tercer bloque** desarrolla aspectos vinculados a las subastas RER llevadas a cabo en el Perú hasta la fecha. Por ello, los **capítulos 7, 8, 9** y **10** contienen información sobre las cuatro subastas *on-grid*: se analizan las características de las subastas, sus resultados y el estado actual de los proyectos adjudicados en cada una. Además, cada capítulo contiene dos estudios de caso, cuyo objetivo es obtener lecciones aprendidas a partir de lo observado en la ejecución de los proyectos. El **capítulo 11** describe las características de la única subasta *off-grid* que se ha llevado a cabo en nuestro país hasta la fecha, presentando información del grado de avance en su ejecución.

El **cuarto bloque** aborda distintos temas que aún son incipientes en nuestro país, pero cuya discusión es necesaria a fin de garantizar una agenda para la transición energética. El **capítulo 12** desarrolla el concepto de *smart cities*, la experiencia en algunas ciudades del mundo y el camino a ser transitado. El **capítulo 13** se enfoca en el concepto de generación distribuida, los mecanismos de compensación, los beneficios y desafíos que impone este tipo de generación de energía eléctrica, y los factores que la favorecen. El **capítulo 14** desarrolla los sistemas de almacenamiento de energía, una tecnología en crecimiento que permite complementar la generación de electricidad a partir de recursos renovables, superando las limitaciones relacionadas a su indisponibilidad o intermitencia. El **capítulo 15** resume las principales características de los vehículos eléctricos y desarrolla la potencialidad de la electromovilidad en un contexto como el peruano, donde contamos con sistemas de transporte antiguos y contaminantes que requieren de una profunda reforma. Asimismo, menciona las medidas que se han tomado sobre este aspecto hasta la fecha.

Finalmente, el **quinto bloque** nos permite delinear la ruta hacia una transición energética para el Perú. El **capítulo 16** contiene las conclusiones, mientras que el **capítulo 17** resume la agenda pendiente en nuestro país, a fin de que logremos asegurar el crecimiento económico, minimizando el impacto en el ambiente y en la salud de nuestros ciudadanos.

Este libro es un esfuerzo del equipo de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) del Osinergmin, cuyo objetivo es evaluar el camino recorrido por nuestro país en la promoción de energías renovables. Revisar estos aspectos, así como las tendencias que actualmente están siendo implementadas en diversas partes del mundo, nos permitirá proponer mejoras en las políticas públicas para la promoción de energías renovables. Estamos seguros de que contribuiremos grandemente al necesario debate que debe abrirse desde la academia, la industria y los hacedores de política, con el fin de promover las medidas que permitan alcanzar un país en el cual todos cuenten con energía eléctrica asequible y ambientalmente sostenible, haciendo uso eficiente de nuestros recursos naturales.

ABEL RODRÍGUEZ GONZÁLEZ
Gerente de Políticas y Análisis Económico
Osinergmin

I MARCO CONCEPTUAL

Las energías renovables permiten reducir el impacto de la actividad humana en el ambiente. Foto: Shutterstock.

01 TIPOS DE RER Y TECNOLOGÍAS

Los recursos energéticos renovables han adquirido mayor notoriedad, ya que muchos países tienen por política su incremento dentro de las matrices energéticas. Es por eso que el presente capítulo busca definir lo que entendemos por recursos energéticos renovables, así como los tipos de generación eléctrica que se realizan basados en ellos.

Fila de aerogeneradores de la Central Eólica Wayra I (Ica). Foto: Enel Perú.

CAPÍTULO 1

TIPOS DE RER Y TECNOLOGÍAS

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables, las energías renovables son toda forma de energía producida a partir de fuentes renovables y de manera sostenible. Así, en el presente capítulo, desarrollaremos la energía solar eólica, de la biomasa, minihidráulica, marítima y geotérmica. Cada uno de estos tipos de energía cuenta, a su vez, con distintas tecnologías, cuyas características técnicas serán brevemente descritas. Esto nos permitirá obtener algunas explicaciones sobre porqué algunas tecnologías han tenido mayor desarrollo en el Perú y el mundo.

Existen diversos tipos de energía renovable y, aunque la energía hidráulica de gran escala también pertenece a esta categoría, dado que los mayores retos se encuentran en la promoción de energías renovables no convencionales, el presente capítulo solo considerará centrales de pequeña escala, salvo que se indique lo contrario.

El **cuadro 1-1** presenta una clasificación general de los recursos energéticos renovables (RER) a partir de la literatura internacional. Sin embargo, es preciso indicar que este nivel de detalle no se encuentra desarrollado en la normativa peruana vigente, y que nuestro país aún no cuenta con experiencias en la implementación de algunas de las tecnologías de generación eléctrica listadas. Un aspecto interesante acerca de las energías renovables es que la mayoría son originadas o están relacionadas de alguna forma con el Sol. Esto se debe a que la radiación solar ocasiona el movimiento del aire que mueve las olas o también contribuye a la fotosíntesis de las plantas, origen de la biomasa (Fenercom, 2006).

Un aspecto interesante acerca de las energías renovables es que la mayoría son originadas o están relacionadas de alguna forma con el Sol.

Cuadro 1-1
Tipos de RER no convencionales y tecnologías de generación eléctrica

Tipos de RER no convencionales		Tecnologías de generación eléctrica
Energía solar		Solar fotovoltaica
		Solar térmica
Energía eólica		*Onshore*
		Offshore
Energía de la biomasa		Procesos bioquímicos
		Procesos termoquímicos
Energía minihidráulica		Centrales de agua fluyente
		Centrales a pie de presa
		Centrales en canal de riego o de abastecimiento
Energía marítima	Energía mareomotriz	Presa de marea
		Generador de corriente de marea
		Energía mareomotriz dinámica
	Energía undimotriz	Columna de agua oscilante
		Convertidor de movimiento oscilante
		Sistemas de rebosamiento
	Energía maremotérmica	Sistemas de ciclo abierto
		Sistemas de ciclo cerrado
		Sistemas híbridos
Energía geotérmica		Plantas de vapor seco
		Plantas *flash*
		Plantas de ciclo binario

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

1.1. ENERGÍA SOLAR

Es un tipo de energía renovable que se obtiene luego de la captación de radiaciones electromagnéticas provenientes del sol. Esta puede provocar reacciones químicas o generar electricidad.

Los sistemas de aprovechamiento de energía solar se dividen en dos grupos: pasivos y activos. Los pasivos no requieren de dispositivos para la captación de la energía solar, esta se realiza mediante la aplicación de elementos arquitectónicos bioclimáticos que tengan una estrecha relación con el sol, capaces de dispersar la luz. Por otro lado, los sistemas activos necesitan dispositivos para captar la radiación, como los paneles fotovoltaicos o los colectores solares térmicos. Debido a que el presente libro se centra en la generación eléctrica, continuaremos desarrollando dos tecnologías pertenecientes a la categoría de sistemas activos: la solar fotovoltaica y la solar térmica.

Paneles solares de la Central Rubí (Moquegua).
Foto: Osinergmin.

1.1.1. Tecnología solar fotovoltaica

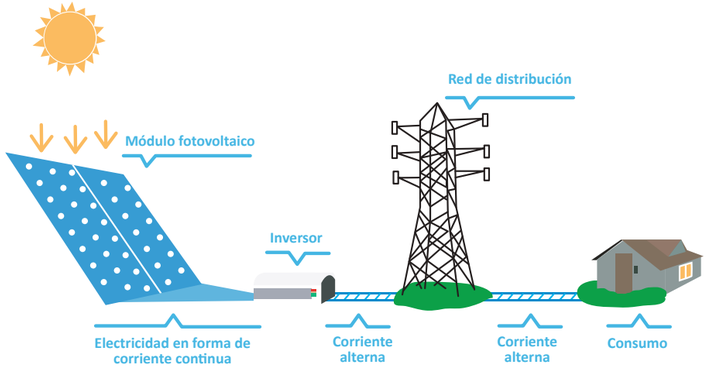
Consiste en la transformación de la radiación solar en energía eléctrica a partir de materiales semiconductores, como las células fotovoltaicas, que están fabricadas a partir del silicio, uno de los metaloides más abundantes en el mundo. Las partículas de la luz del Sol, llamadas fotones, impactan en una de las caras de la célula fotovoltaica produciendo una corriente eléctrica que se usa como fuente energética (ver **ilustración 1-1**). A este fenómeno se le conoce como efecto fotoeléctrico (Salvador Escoda S.A., 2017). Los paneles solares fotovoltaicos son un conjunto de células fotovoltaicas de iguales características, conectados en serie o en paralelo, que generan electricidad en corriente continua (Secretaría de Energía, 2008a).

1.1.2. Tecnología solar térmica

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la energía proveniente del sol, convirtiéndolo en calor mediante un captador o colector por donde fluye dicha energía. De acuerdo con la temperatura de aprovechamiento, se puede clasificar en baja, media y alta, como se indica en el **cuadro 1-2**.

Las plantas de energía termosolar de concentración (CSP, por sus siglas en inglés), también llamadas centrales solares térmicas, son un conjunto de tecnologías que, luego de recibir la radiación solar, calientan un fluido y mediante un ciclo termodinámico convencional son capaces de producir el vapor necesario para mover una turbina conectada a un generador, y así obtener energía eléctrica. Existen cuatro tipos de centrales solares térmicas: disco Stirling, torre central, sistemas de concentración lineal de Fresnel y los canales cilindro parabólicos (Gallego, 2018). La **ilustración 1-2** grafica los cuatros tipos de centrales solares térmicas.

Ilustración 1-1
Formación de la energía solar fotovoltaica



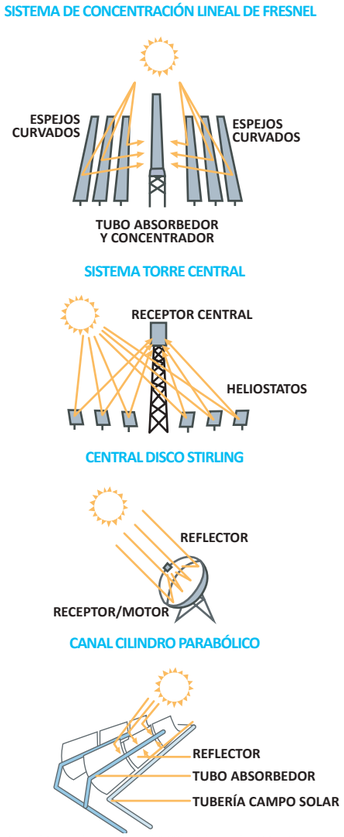
Fuente y elaboración: Proyecto Tecnología: Energía Fotovoltaica[1].

Cuadro 1-2
Tipos de energía solar térmica y sus aplicaciones

Tipo de energía solar térmica	Rango	Aplicaciones
Baja temperatura	0 - 100°C	Consumo doméstico
Media temperatura	100°C - 250°C	Producción de vapor para procesos industriales, generación eléctrica en centrales pequeñas de 30 a 2000 KW.
Alta temperatura	250°C a más	Generación eléctrica a gran escala

Fuente y elaboración: Peláez y Espinoza (2015).

Ilustración 1-2
Generación eléctrica a partir de la energía solar térmica



Fuente: Richter, Teske y Nebrera (2009). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 1-1
Vortex, la turbina eólica sin aspas

Las aspas de una turbina eólica (o aerogenerador) deben estar perfectamente balanceadas para evitar que la vibración producida por su giro destruya el generador o derribe la torre, por lo que su pilar debe ser lo más rígido posible. Asimismo, cuando corren vientos demasiado fuertes, la turbina debe frenar, pues podría dañarse al sobrepasar cierta velocidad. Todo esto demanda un costoso y gran trabajo arquitectónico y de ingeniería.

Deutecno, una empresa española, ha desarrollado un nuevo tipo de aerogenerador sin aspas, denominado Vortex. Esta nueva tecnología es más eficiente que las turbinas eólicas tradicionales y brinda una serie de ventajas, por ejemplo: mayor densidad, menor costo de producción e instalación, no importa la fuerza o dirección en la que sople el viento y no es ruidosa ni daña la fauna.

El aerogenerador luce como el pilar de uno tradicional, pero sin la parte superior que contiene el generador y las aspas. La clave de su producción energética está en sus materiales piezoeléctricos y la fibra de vidrio o carbono. Al vibrar y oscilar la columna, luego de estar en contacto con el viento, genera electricidad con su propia deformación.

Aerogeneradores sin aspas. Foto: Vortex Bladeless.

1.2. ENERGÍA EÓLICA

Se obtiene del viento y se produce a partir de la diferencia de temperaturas entre distintas zonas geográficas. La energía eólica utiliza la energía cinética generada por el viento, transformándola en mecánica o eléctrica. La energía eólica es aprovechada mediante máquinas compuestas por aspas oblicuas unidas por un eje giratorio, llamadas aerogeneradores o turbinas eólicas, que se encargan de transformar la energía del viento. A la instalación conjunta de turbinas eólicas conectadas a redes de suministro se le llama parque eólico, que puede ser *onshore* u *offshore*, dependiendo del terreno donde se encuentre (Vásquez, Tamayo y Salvador, 2017).

1.2.1. Onshore

Son parques eólicos instalados en tierra. Según Wiser *et al.* (2011), el tamaño de las turbinas eólicas ha ido creciendo con el paso del tiempo. La razón principal ha sido minimizar el costo nivelado por generación de la energía eólica (LCOE[2]), ya que los rotores más altos permiten un mayor aprovechamiento de los vientos. Sin embargo, esto puede causar también limitaciones logísticas en el transporte de los materiales.

1.2.2. Offshore

Comprende la instalación de parques eólicos en el mar y puede capturar mayor energía que la tecnología *onshore* (Tong, 2010). Su desarrollo comenzó con la construcción del primer parque eólico en Suecia en 1990, con una capacidad de 220 KW. En 1991, Dinamarca construyó sus primeros parques *offshore*, que constaban de 11 unidades de turbinas eólicas con una capacidad de 450 KW cada una.

Según Moreno (2010), existe una mayor amplitud de espacio y, por ende, el impacto visual es menor al no haber núcleos de población aledaños. Además, no hay obstáculos que reduzcan la velocidad del viento, por lo que no es necesario la construcción de turbinas de gran altura. Sin embargo, existen ciertas desventajas en comparación a la energía eólica *onshore*, pues según Lako y Koyama (2016), para 2014, los costos de conexión a la red y de construcción fueron superiores a la energía eólica *onshore* en un 117.75% en promedio. Además, hay mayor dificultad para realizar los trabajos de construcción, operación y mantenimiento. Asimismo, existen cuestionamientos relacionados a afectaciones a los ecosistemas marinos.

1.3. ENERGÍA DE LA BIOMASA

Se obtiene a partir de compuestos orgánicos, producto de procesos naturales. La biomasa se forma a partir de la luz solar mediante un proceso denominado fotosíntesis vegetal, donde las plantas que contienen clorofila transforman sustancias sin valor energético en compuestos orgánicos de alta energía (Jarabo, Pérez, Elórtegui, Fernández y Macías, 1988). Desde el punto de vista energético, la biomasa se subdivide en dos grupos: húmeda, que se obtiene con una humedad mayor al 60%; y seca, con una humedad menor al 60% (Secretaría de Energía, 2008b). La húmeda se suele aprovechar mediante procesos bioquímicos, como los aeróbicos y anaeróbicos, mientras que la seca por procesos termoquímicos, como la combustión directa, la pirolisis o la gasificación. Las tecnologías de generación eléctrica a partir de biomasa se clasifican en procesos bioquímicos y termoquímicos (Cerdá, 2012).

1.3.1. Procesos bioquímicos

Este tipo de procesos degrada la biomasa mediante microorganismos. Se dividen en anaeróbicos y aeróbicos.

a) Procesos anaeróbicos
Basados en la descomposición de materia orgánica (como el estiércol, lodos de aguas residuales, residuos urbanos sólidos o líquidos y residuos agrícolas) en biogás mediante la acción de microorganismos en ausencia de oxígeno. El biogás, compuesto principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), suele utilizarse como combustible para vehículos.

b) Procesos aeróbicos
La materia orgánica (por ejemplo, caña de azúcar, la yuca o el maíz) se transforma en alcohol mediante etapas como la trituración, molienda, fermentación, destilación y rectificación.

1.3.2. Procesos termoquímicos

Los procesos termoquímicos producen energía térmica en forma de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Se dividen en combustión directa, la pirólisis y la gasificación.

a) Combustión directa
Es un proceso mediante el cual el carbono (C) e hidrógeno (H) reaccionan con el oxígeno para formar CO_2, agua y liberar calor. La energía térmica producida se suele utilizar para usos domésticos, como la cocción de alimentos; o industriales, mediante energía mecánica con el vapor de las máquinas.

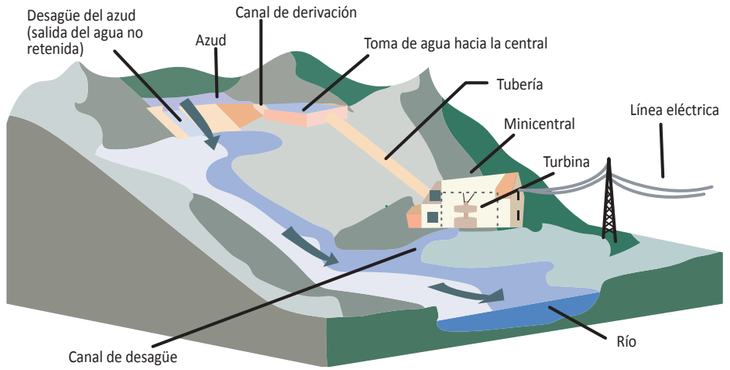
b) Pirólisis
Es un proceso mediante el cual se lleva a cabo la descomposición de la biomasa y se obtienen combustibles sólidos, como el carbón vegetal, líquidos (efluentes piroleñosos) y gaseosos. El grado de participación de estos componentes depende de la temperatura y del tiempo requerido para que la biomasa complete su ciclo de descomposición.

c) Gasificación
En este proceso se realiza la quema de la biomasa (residuos forestoindustriales), originando un combustible abundante en monóxido de carbono (CO) e hidrógeno llamado “gas pobre”, pues posee un menor contenido calórico con respecto al gas natural. La gasificación es más eficiente que la combustión directa en la producción eléctrica y en la capacidad de fabricar productos químicos.

1.4. ENERGÍA MINIHIDRÁULICA

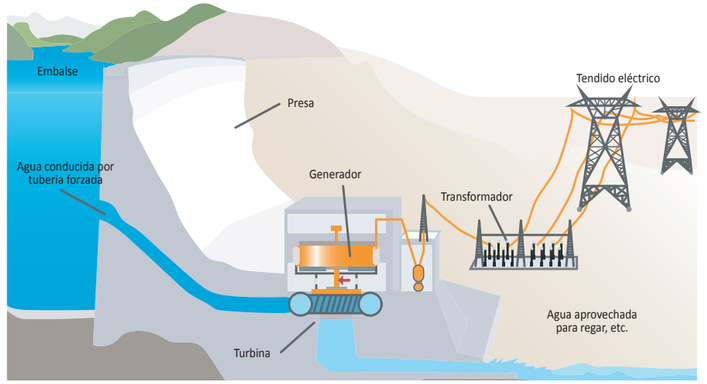
Es un tipo de energía renovable relacionada de manera indirecta a la energía solar, ya que el sol es el precursor del ciclo hidrológico al evaporar el agua de los océanos y lagos, y calentar el aire para transportar el agua de un punto a otro (Jarabo *et. al*, 1988). Las centrales que aprovechan los cauces y caídas de agua para generar electricidad se denominan centrales hidroeléctricas. En el Perú, mediante el Decreto Legislativo (DL) N° 1002, las centrales hidráulicas RER (o minihidráulicas) son aquellas cuya capacidad instalada no sobrepasa los 20 MW. Según el emplazamiento, se pueden clasificar en centrales de agua fluyente, de pie de presa y en canal de riego o abastecimiento. A continuación, se desarrollan las tecnologías de generación eléctrica mencionadas (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006).

Ilustración 1-3
Esquema de funcionamiento de las centrales de agua fluyente



Fuente y elaboración: Fundación Centro de Recursos Ambientales de Navarra[3].

Ilustración 1-4
Esquema de funcionamiento de las centrales a pie de presa



Fuente y elaboración: Hygenet[4].

1.4.1. Centrales de agua fluyente

También llamadas centrales de filo de agua o de pasada. Son aquellas que desvían una parte del agua del río mediante un canal hasta llegar a la central para generar electricidad y, una vez usada, se devuelve al cauce del río (ver **ilustración 1-3**).

1.4.2. Centrales a pie de presa

Son aquellas en las cuales se construye un embalse en el cauce del río para almacenar sus aguas, más las procedentes de las lluvias y del deshielo. Luego, se conduce el agua hasta la base de la presa y finalmente hasta donde se encuentran las turbinas para la generación eléctrica (ver **ilustración 1-4**). La ventaja de estas centrales es que tienen la capacidad de regular los caudales de salida del agua que se procesará en la turbina en los momentos necesarios, lo cual permite satisfacer la demanda en horas punta.

1.4.3. Centrales en canal de riego o de abastecimiento

Se dividen en dos grupos: aquellas que usan el desnivel existente en el mismo canal y las que aprovechan el desnivel que puede existir entre el canal y el cauce de un río cercano. En el primer grupo, el aprovechamiento se realiza mediante la instalación de una tubería forzada que conduce el agua hasta la central, para devolverla posteriormente a su curso. En el segundo grupo, la minicentral se ubica cerca al río y se turbinan las aguas excedentes en el mismo canal.

1.5. ENERGÍA MARÍTIMA

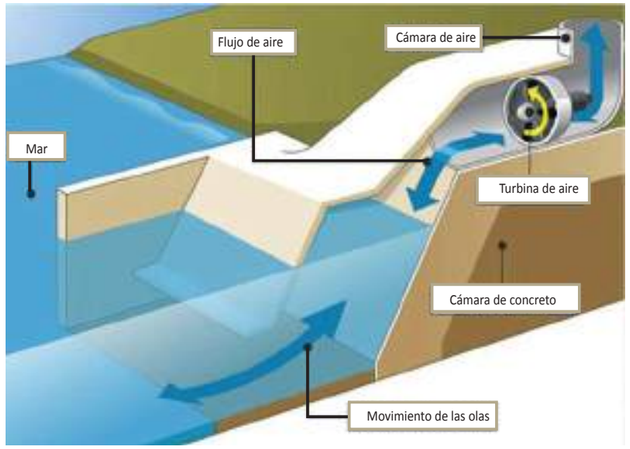
Es un tipo de energía renovable que aprovecha la energía de los océanos. Dado que este recurso constituye el 70% de la composición del planeta, posee una enorme cantidad de energía (Calero y Viteri, 2018). Las energías marítimas más importantes se clasifican en energía mareomotriz (mareas), undimotriz (olas) y maremotérmica (gradiente térmico oceánico).

1.5.1. Energía mareomotriz

La energía mareomotriz aprovecha el movimiento de las mareas (ascenso y descenso de las aguas del mar), formadas en los océanos a partir de la rotación de la Tierra y la atracción de la gravedad que ejercen sobre la misma, la Luna y, en menor cantidad, el Sol. Posee un alto potencial energético; sin embargo, presenta altos costos de instalación y genera impacto visual en el paisaje costero (Montero y Calvo, 2013). La energía mareomotriz puede ser aprovechada mediante tres tipos de tecnologías: presa de marea, energía mareomotriz dinámica y generador de corriente de marea.

a) Presa de marea
Las presas de marea (*tidal barrage*) usan la energía potencial que se genera por la diferencia de alturas entre las mareas altas y bajas. Las presas son diques que se construyen en la boca de un estuario mediante los cuales el agua fluye dentro y fuera de la cuenca. Para ello, cuentan con unas compuertas que permiten retener el agua en marea alta y se abren en marea baja. Existen turbinas ubicadas en las compuertas para generar electricidad a medida que el agua entra y sale.

Ilustración 1-5
Esquema de funcionamiento del sistema de Columna de Agua Oscilante



Fuente: Agencia Iberoamericana para la Difusión de la Ciencia y la Tecnología[5]. Elaboración: Osinergmin.

b) Generador de corriente de marea
El generador de corriente de marea o *tidal stream generator* tiene un funcionamiento parecido a la energía eólica *offshore*, ya que utiliza turbinas para capturar la energía cinética. Según Tousif y Taslim (2011), los generadores de corriente de marea son los menos costosos y los de menor daño ecológico en comparación a los otros métodos de generación eléctrica.

c) Energía mareomotriz dinámica
En inglés, llamado *dynamic tidal power*, consiste en el aprovechamiento de la energía cinética generada por el movimiento de la marea, el cual se realiza mediante la construcción de una presa larga de 30 a 60 km de longitud que se extiende desde la costa hacia el océano, sin encerrar el área, y una barrera perpendicular, formando una "T". Este tipo de generación puede alcanzar 8 GW de capacidad instalada sin demandar un rango de marea muy alto.

1.5.2. Energía undimotriz

Es un tipo de energía renovable producida a partir de las olas de los mares y océanos. Las olas tienen la capacidad de ser un acumulador de energía que trasladan sin producir pérdidas. Existen, sobre todo, tres tipos de tecnologías para la generación eléctrica a partir de la energía undimotriz: columna de agua oscilante (OWC, por sus siglas en inglés), convertidor de movimiento oscilante y sistemas de rebosamiento (Chenari, Saadatian y Ferreira, 2014).

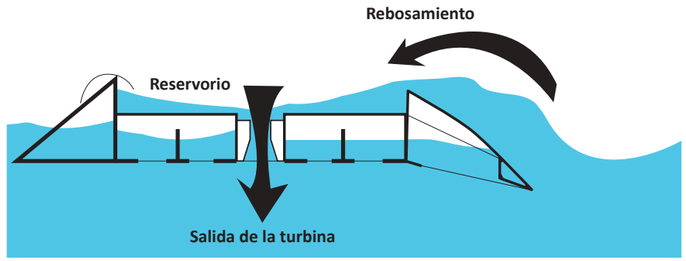
a) Columna de agua oscilante
Consiste en una estructura de acero o concreto que se encuentra semisumergida conteniendo una cámara de aire, la cual entra en contacto con el mar mediante una

abertura sumergida en la pared frontal de la estructura. Por esta abertura, las ondas ingresan a la estructura, originando la oscilación vertical de la superficie dentro de la cámara de aire. Como producto de este aumento de la superficie libre dentro de la cámara, ocurre una compresión que hace girar la turbina de aire conectada con el generador eléctrico para producir electricidad (ver **ilustración 1-5**).

b) Convertidor de movimiento oscilante
Aprovecha la diferencia de presión que existe entre los puntos máximos y mínimos de las ondas de las olas. Cuando el punto máximo de la ola hace contacto con el dispositivo, se origina una presión dentro del cilindro que ocasiona que se mueva hacia abajo. Conforme pasan las olas, la presión del agua dentro del dispositivo se reduce y el cilindro se va elevando. Se pueden agrupar en varios tipos: Pelamis, Archimedes Wave Swing (AWS), WaveRoller y Oyster.

c) Sistemas de rebosamiento
Estos dispositivos capturan las olas en un reservorio sobre el nivel del mar y luego liberan el agua al mar por medio de turbinas. Existen dos tipos según el medio de instalación: por tierra (Tapered Channel o Tapchan) o como sistema flotante (WaveDragon), que puede verse en la **ilustración 1-6**.

Ilustración 1-6
Esquema de funcionamiento de la tecnología WaveDragon



Fuente: Chenari *et al.* (2014). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 1-3
Ventajas y desventajas de la energía maremotérmica

Ventajas	Desventajas
Producción de energía de forma continua e ilimitada	Altos costos de construcción de plantas
Generación de agua rica en nutrientes	Solo funciona en lugares con alto gradiente térmico
Producción de hidrógeno, litio, sal de cocina y minerales	Puede producir impactos ambientales negativos
Tiene aplicaciones en la acuicultura y en sistemas de enfriamiento	Es demandante en longitud y diámetro de tuberías

Fuente: Garduño *et. al* (2017). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

1.5.3. Energía maremotérmica

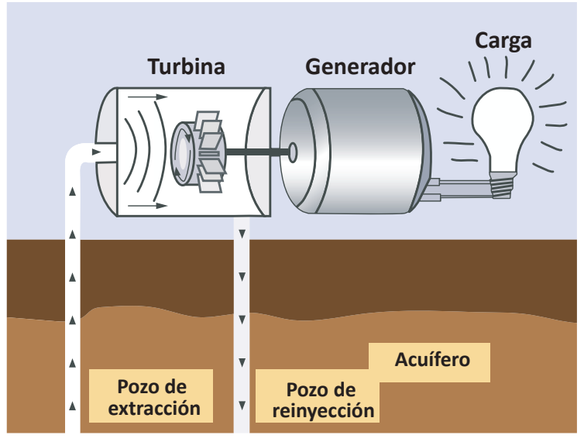
Conocida como Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC, por sus siglas en inglés). Es un tipo de energía renovable que aprovecha la energía térmica del mar mediante la diferencia de temperaturas entre la superficie del mar y las aguas profundas (en 1000 m de profundidad, aproximadamente). Para un buen rendimiento, la diferencia de estas temperaturas o gradiente debe ser, por lo menos, 20°C. Entre las tecnologías de generación eléctrica se encuentran los sistemas de ciclo abierto, cerrado e híbrido. El **cuadro 1-3** resume las ventajas y desventajas de este tipo de energía.

1.6. ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica aprovecha el calor almacenado en el interior de la superficie sólida de la Tierra, incluyendo el calor de las rocas, suelos y aguas, a diferentes temperaturas y profundidades (Llopis y Rodrigo, 2008). A medida que aumenta la profundidad dentro de la corteza terrestre, ocurre un incremento de la temperatura debido al calor de la Tierra. A dicha subida se le conoce como gradiente geotérmico.

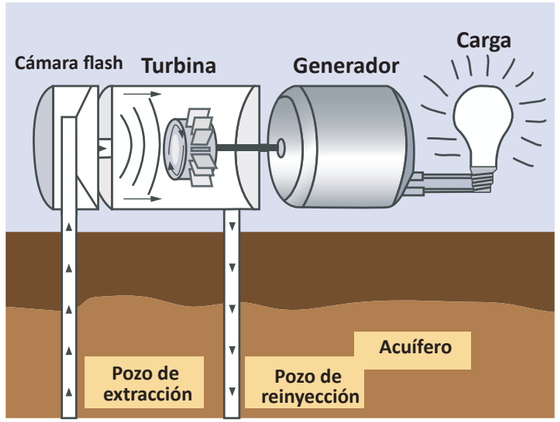
Según Valenzuela (2012), la energía geotérmica presenta costos de operación menores en comparación a otros tipos de energías renovables, tiene alta disponibilidad y no depende del clima. Sin embargo, puede emitir ciertos gases contaminantes (en menor grado), como el ácido sulfúrico (H_2SO_4) y el dióxido de carbono (CO_2). Asimismo, deben considerarse los altos costos de inversión. Las principales tecnologías de generación eléctrica mediante energía geotérmica son las plantas de vapor seco, las plantas flash y las plantas de ciclo binario (Chamorro, 2009).

Ilustración 1-7
Esquema de funcionamiento de las plantas de vapor seco



Fuente y elaboración: Chamorro (2009).

Ilustración 1-8
Esquema de funcionamiento de las plantas flash



Fuente y elaboración: Chamorro (2009).

1.6.1. Plantas de vapor seco

Este tipo de tecnología aprovecha el fluido geotérmico en forma de vapor recientemente extraído de los pozos de perforación, que luego se dirige a una turbina conectada a un generador para la producción de energía eléctrica. Finalmente, el fluido geotérmico retorna mediante pozos de reinyección (ver **ilustración 1-7**). Para su funcionamiento se necesita un yacimiento con temperaturas de 250°C, aproximadamente, y agua en profundidad asequible, siendo no abundante en la corteza terrestre, por lo que hay pocas plantas de vapor seco en el mundo.

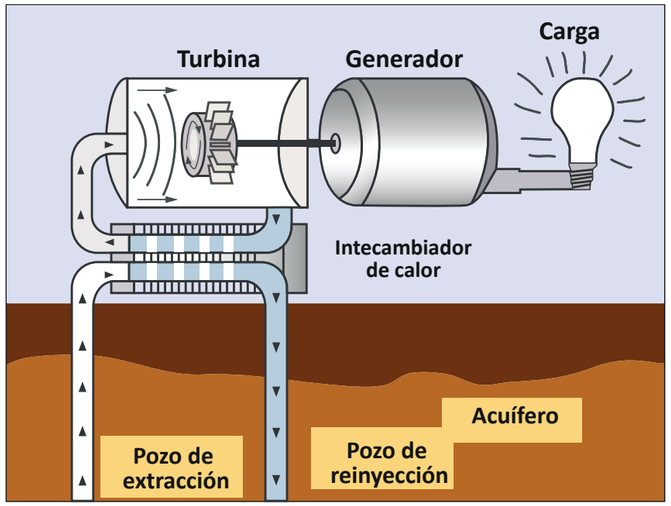
1.6.2. Plantas flash

Los fluidos geotérmicos se encuentran en estado líquido o en una mezcla de líquido y vapor, a temperaturas mayores a 180°C y con altas presiones. Cuando este fluido disminuye su presión luego de salir del pozo de extracción, provoca su evaporación súbita. Este vapor se traslada a una turbina conectada a un generador para la producción de energía eléctrica (ver **ilustración 1-8**).

1.6.3. Plantas de ciclo binario

Se desarrolla en yacimientos con menores temperaturas que las anteriores tecnologías. El fluido geotérmico transfiere su energía a un fluido con bajo punto de ebullición mediante un intercambiador de calor. Luego se conecta a una turbina enlazada a un generador para la producción de electricidad (ver **ilustración 1-9**).

Ilustración 1-9
Esquema de funcionamiento de las plantas de ciclo binario



Fuente y elaboración: Chamorro (2009).

Si el lector desea profundizar en las características técnicas y económicas de las energías renovables, puede revisar el primer capítulo del libro "La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribución a la mitigación del cambio climático", publicado por Osinergmin en 2017. En él se desarrollan las tecnologías, procesos, pros, contras y costos de los distintos tipos de RER.

Planta geotérmica en Dieng (Indonesia). Foto: Shutterstock.

Sistemas fotovoltaicos autónomos (Puno). Foto: Ergon Perú.

02 BENEFICIOS Y RETOS DE LOS RER

Este capítulo ofrece una breve descripción de los principales beneficios y retos de la generación eléctrica con recursos energéticos renovables, lo cual provee información valiosa para la toma de decisiones de política energética en el país.

Vista aérea de la planta geotérmica de Kamojang (Indonesia). Foto: Shutterstock.

CAPÍTULO 2

BENEFICIOS Y RETOS DE LOS RER

La disminución de emisiones contaminantes y la consiguiente reducción de la contaminación ambiental son quizá los beneficios más evidentes de utilizar recursos energéticos renovables para producir energía. Sin embargo, además, aseguran la continuidad mediante la diversificación de la matriz energética, son de rápida implementación y contribuyen a reducir la brecha de acceso a energía eléctrica en zonas rurales, entre otras ventajas. Por el lado de los retos, las principales dificultades que afrontan son su intermitencia, su integración a gran escala a la red y el posible impacto en la tarifa.

2.1. BENEFICIOS DE LOS RER

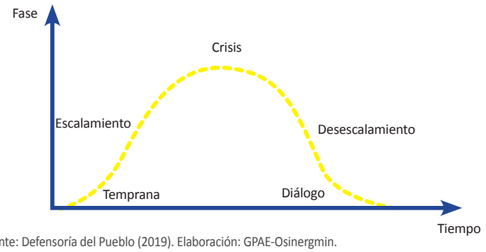
Se han identificado al menos seis ventajas de la producción energética con recursos energéticos renovables (RER): genera baja conflictividad social, es de rápida implementación, permite diversificar la concentración en fuentes, descentraliza la concentración geográfica, reduce los niveles de contaminación ambiental y facilita el cierre de la brecha de acceso rural.

2.1.1. Baja conflictividad social

La Defensoría del Pueblo (2019) define los conflictos sociales como: "un proceso complejo en el cual sectores de la sociedad, el Estado y las empresas perciben que sus objetivos, intereses, valores o necesidades son contradictorios y esa contradicción puede derivar en violencia". Todo conflicto social activo puede pasar por cinco etapas: la fase temprana, la de escalamiento, la crisis, la de desescalamiento y el diálogo (ver **ilustración 2-1**).

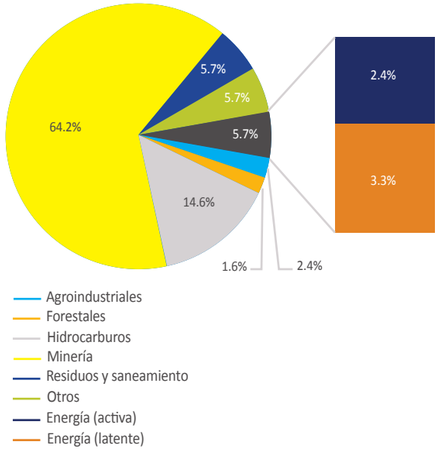
La producción de energía eléctrica con RER genera baja conflictividad social, es de rápida implementación, permite diversificar la concentración en fuentes, descentraliza la concentración geográfica, reduce los niveles de contaminación ambiental y facilita el cierre de la brecha de acceso rural.

Ilustración 2-1
Fases de los conflictos sociales activos



Fuente: Defensoría del Pueblo (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-1
Conflictos socioambientales activos según tipo de actividad (2019)



Nota. Datos actualizados a mayo de 2019.

Fuente: Defensoría del Pueblo. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Según información proporcionada por la Defensoría del Pueblo, de enero a mayo de 2019, se han presentado 123 conflictos sociales del tipo socioambiental, de los cuales apenas siete se relacionaron a asuntos energéticos, tres de ellos en estado activo y cuatro en estado latente (ver **gráfico 2-1**).

De los tres casos activos relacionados con energía en 2019, el primero se atribuye al descontento de la comunidad campesina Huachón (Pasco) con la empresa del rubro hidroeléctrico Statkraft Perú S.A., a quien le solicitan realizar un análisis de evaluación de impacto de las zonas afectadas por el embalse y desembalse de agua realizado durante la operación del sistema. Se sabe que el compromiso fue asumido por el operador anterior en 2010 (Defensoría del Pueblo, 2019). El segundo caso reportado guarda relación con la negativa de los pobladores de Ayo (Arequipa) a la ejecución del Proyecto de Hidroeléctrica Laguna Azul, debido a que suponen podría tener un impacto negativo en la Laguna Mamacocha. En tanto, el tercer caso no se relaciona con la generación de energía a partir de recursos renovables.

En el mismo sentido, corresponde enfatizar que, si bien el número de conflictos registrados es bajo, al menos dos de ellos responden al descontento y temor de las comunidades ante la ejecución de proyectos de energía hidroeléctrica. Al respecto, existen muchos estudios que intentan explicar dicho comportamiento. Para Zegarra (2014) es importante entender primero el concepto de bien público, aquel que cumple con dos condiciones: la imposibilidad de excluir a personas de su consumo (no exclusión) y la imposibilidad de que el consumo de un individuo reduzca la cantidad ofrecida de dicho bien (no rivalidad).

Para el autor, el agua –insumo principal para la producción de energía hidroeléctrica– puede ser, dependiendo de su uso, un bien tanto de alta como de baja rivalidad y exclusión; por tal motivo, clasificó algunos usos según el nivel de ambas características (ver **ilustración 2-2**), advirtiendo que existe una relación directa entre el grado de rivalidad y la incidencia de conflictos sociales[1].

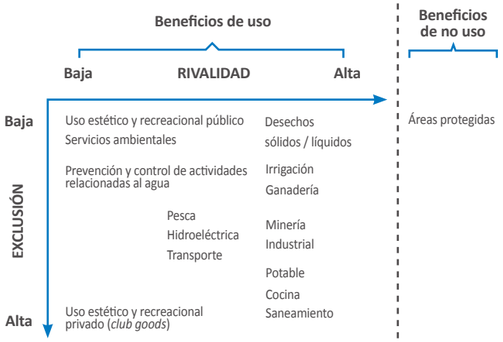
Según se observa en la **ilustración 2-2**, el sector hidroeléctrico no genera altos niveles de exclusión ni de rivalidad, probablemente debido a que comparte el recurso con otros sectores –sobre todo agricultura– y corresponde a un uso no consuntivo. La mayor parte del recurso utilizado para generación eléctrica regresa a su cauce (Zegarra, 2014), a diferencia del agua empleada en la actividad minera. No obstante, ante el estrecho vínculo existente entre la disponibilidad de agua y la energía generada mediante hidroeléctricas, algunos países buscan reducir los conflictos con la promoción del uso de otras fuentes energéticas, lo que debería dar pie a fomentar la incorporación de recursos renovables no convencionales (Agencia Internacional de las Energías Renovables, Irena, por sus siglas en inglés, 2015).

2.1.2. Rápida implementación

Tal como refieren Schmerler y Solís (2018), si bien algunas centrales RER requieren de un tiempo elevado para ponerse en operación (por ejemplo, las geotérmicas), los proyectos de energía solar y eólica suelen ejecutarse en un menor tiempo y generan menos conflictos. Así, "otras RER como la instalación de paneles fotovoltaicos o la implementación de parques eólicos requieren relativamente menos estudios y su ejecución puede tomar entre 2 y 3 años (incluso menos, dependiendo de la escala). Esto es claramente una ventaja con respecto incluso a grandes plantas hidroeléctricas cuyo tiempo de ejecución puede ser mayor a los 7 años", anotan los autores.

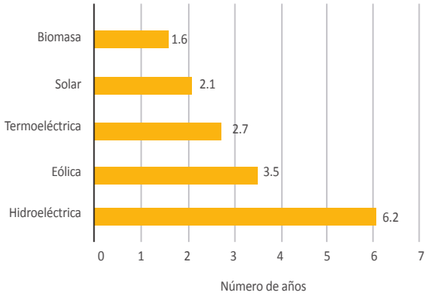
De acuerdo con datos del Sistema de Información de la Supervisión de Contratos de Osinergmin, la puesta en operación comercial de los proyectos RER hidroeléctricos, adjudicados en Perú desde 2009 a la fecha, fue de aproximadamente 6.2 años en promedio, y superan el periodo promedio comprendido entre la firma de contrato y la puesta en operación comercial (POC) de los proyectos de energía térmica (2.7 años) y energía eólica (3.5 años). En tanto, las centrales solares y de biomasa serían las más fáciles de implementar, pues tardan en promedio 2.1 y 1.6 años, respectivamente (ver **gráfico 2-2**).

Ilustración 2-2
Ubicación de los usos del agua en el mapa de bienes públicos y privados



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

Gráfico 2-2
Tiempo promedio para la puesta en operación de centrales RER según tipo de fuente



Fuente: GSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cabe precisar que, durante la primera subasta convocada por el Estado, algunas de las centrales que lograron adjudicarse la buena pro –en su mayoría hidroeléctricas– ya se encontraban en operación[2]. Por tal motivo, el análisis realizado no incluye información de dichas centrales[3].

Asimismo, dado que los proyectos adjudicados presentan distinta capacidad de producción, se ha ponderado el tiempo de puesta en operación de cada proyecto por su respectivo nivel de potencia instalada medida en MW[4].

2.1.3. Permiten diversificar la concentración en fuentes

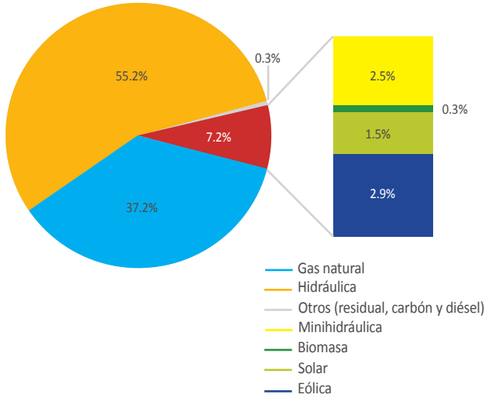
Desde 2004, las centrales de gas natural adquirieron mayor protagonismo como generadoras de energía, convirtiéndose, junto a las grandes hidroeléctricas, en las principales fuentes de producción eléctrica del país.

Como puede apreciarse en el **gráfico 2-3**, la producción de energía en el Perú está concentrada básicamente en dos fuentes, hidráulica y gas natural, con las que en conjunto se generó el 92.4% del total de energía producida en 2018. En tanto, los RER superaron apenas el 7% de participación. De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2012), concentrar la generación eléctrica en pocas fuentes de energía reduce la confiabilidad energética ante posibles desastres, mientras que contar con una matriz energética diversificada mitiga los riesgos inherentes al uso de recursos no renovables y la volatilidad e intermitencia asociada a los RER. Esto es particularmente relevante para Perú, caracterizado por sequías y por el fenómeno El Niño.

Por otro lado, Morshed y Zewuster (2018) señalan que, en el caso de países con altos niveles de consumo energético, como Argentina y Chile, incrementar el uso de fuentes renovables hasta alcanzar una participación relevante permite diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de energía importada. Para dichos autores, el uso de energías renovables facilita que las fuentes de energía se complementen y, en consecuencia, reduce el riesgo de escasez de suministro y previene desequilibrios entre oferta y demanda.

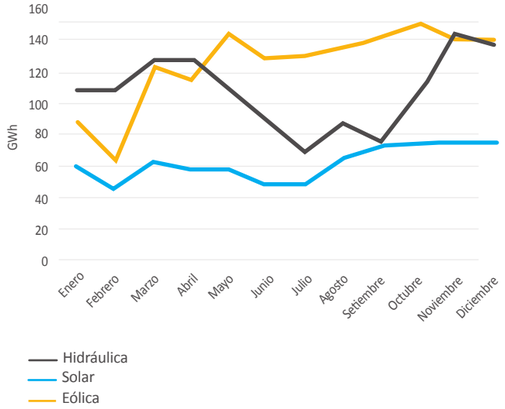
Con respecto a la complementariedad entre la energía hidroeléctrica y otras fuentes renovables, Irena (2016a) afirma que el uso de recursos renovables distintos a la energía hidráulica "puede compensar la reducción del suministro hidroeléctrico en las estaciones secas", lo cual permite contar

Gráfico 2-3
Participación en la producción de energía eléctrica según fuente energética (2018)



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-4
Producción de energía de centrales RER según fuente energética (2018)

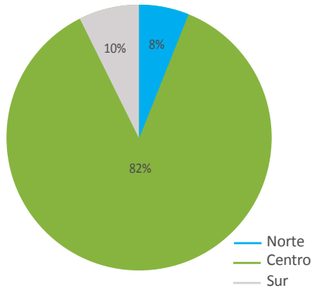


Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

con un sistema resiliente. Por otro lado, si bien la instalación de paneles fotovoltaicos y centrales de energía eólica suele requerir espacios considerables de terreno, según Irena (2015), países como Japón han logrado complementar la generación de energía con el uso productivo del suelo sin afectar el desarrollo de actividades agrícolas. En tanto, la India, por ejemplo, ha conseguido reducir el uso de espacios en tierra e incrementar la disponibilidad de agua. Actualmente, gracias a la instalación de una planta solar de 1MW de capacidad sobre un sistema de canales de 750 metros de longitud, la India ahorra nueve millones de litros de agua diarios, confirmando el impacto positivo de este tipo de fuentes de energía en el uso productivo del suelo.

Finalmente, en el **gráfico 2-4** se confirma la existencia de sinergias climáticas ante las variaciones a lo largo del año de la cantidad producida por cada tipo de fuente, ya que mientras la generación de energía a partir de fuentes hidráulicas se reduce entre abril y setiembre, la producción eléctrica mediante energía eólica se incrementa durante el mismo periodo.

Gráfico 2-5
Perú: participación en la producción de energía según zona geográfica (2018)



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

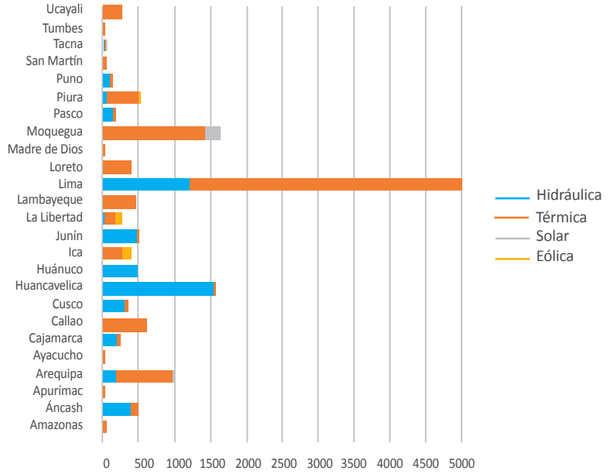
2.1.4. Permiten descentralizar la concentración geográfica en fuentes

La diversidad geográfica de nuestro territorio, aunada al todavía limitado uso de recursos renovables no convencionales para la generación de energía, ha sido determinante para la concentración de la producción eléctrica en unas pocas regiones del país. Como se aprecia en el **gráfico 2-5**, dada la significativa participación de la energía hidráulica en la generación eléctrica (55.2%), la zona central del país concentra el 82% del total, seguida por las zonas sur y norte con 10% y 8%, respectivamente.

Asimismo, el análisis desagregado de los niveles de potencia instalada reporta resultados semejantes. De acuerdo con datos del Ministerio de Energía y Minas (Minem), Huancavelica, Lima, Junín y Huánuco –zona central- son las regiones con mayor capacidad productiva hidroeléctrica a nivel nacional (ver **gráfico 2-6**). Lima posee el volumen más alto de potencia instalada, tomando en cuenta todos los tipos de fuentes energéticas disponibles.

Ante esta situación, es oportuno fomentar el uso de energías renovables, pues contribuyen a descentralizar la generación eléctrica según el potencial de cada región. De acuerdo con Jenkins, Ekanayake y Strbac (2010), los RER no necesariamente requieren de plantas de generación de gran tamaño, lo que los hace fáciles de distribuir geográficamente. Gaonkar (2010) destaca la adaptabilidad de las plantas de generación fotovoltaica, las cuales pueden ser ubicadas en casi cualquier espacio geográfico con acceso a radiación solar.

Gráfico 2-6
Perú: potencia instalada en MW según región (2017)



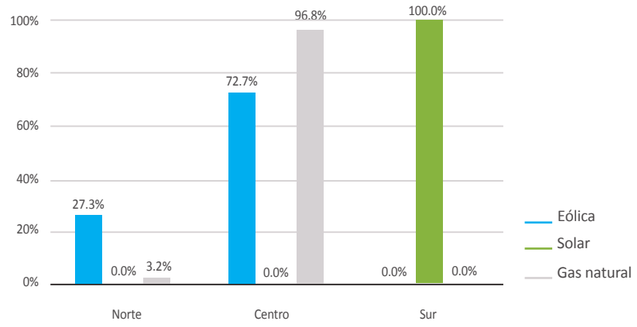
Fuente: Minem (2018). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cabe precisar que debido a que las plantas de generación de energía renovable producen electricidad según la disponibilidad de la fuente, no suministran energía de manera centralizada (Jenkins *et al.*, 2010), lo que las convierte en una gran opción para alcanzar la diversificación energética.

El **gráfico 2-7** muestra la distribución geográfica de la generación eléctrica con gas natural y fuentes eólica y solar. Al respecto, si bien el uso de gas natural para la producción de energía continúa concentrándose en la zona central (96.8%), las demás zonas del país han descubierto nuevas opciones de fuentes de energía en los recursos renovables. Mientras que el sur aprovecha el potencial solar que posee y hace uso de esta alternativa energética para atender parte de su demanda, en 2018, el norte produjo más de la cuarta parte (27.3%) del total de energía eólica peruana.

Aerogenerador de la Central Eólica Tres Hermanas (Ica). Foto: Osinergmin.

Gráfico 2-7
Perú: distribución geográfica de la producción de energía según tipo de fuente (2018)



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

2.1.5. Reducción de los niveles de contaminación ambiental

Diversos estudios afirman que generar energía a partir de RER produce impactos positivos significativos en el ambiente. Al respecto, de acuerdo con la investigación de Akella, Saini y Sharma (2009), existe evidencia que confirma la estrecha relación entre la contaminación ambiental –principalmente atmosférica– y la producción de energía a partir de combustibles fósiles (recursos no renovables). Según dichos autores, el uso de energías renovables posee una amplia variedad de beneficios ambientales, ya que, además de bajar los niveles de contaminación del aire, tiene menor impacto en las cuencas hidrográficas y contribuye a la protección de los recursos naturales a largo plazo. Por tal motivo, a continuación, se describen algunos impactos positivos del uso de energías renovables, clasificados en directos e indirectos según su forma de acción.

a) Impacto directo en el ambiente

- **Reducción de la emisión de gases contaminantes.** Existe consenso en la reducción de la emisión de gases contaminantes. De acuerdo con información de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés, 2017), el sector eléctrico es el segundo mayor emisor de dióxido de carbono en el país y solo es superado por el sector transporte. En 2015, las emisiones del sector eléctrico representaron el 24% del total registrado; es decir, casi la cuarta parte de todas las emisiones (ver **gráfico 2-8**).

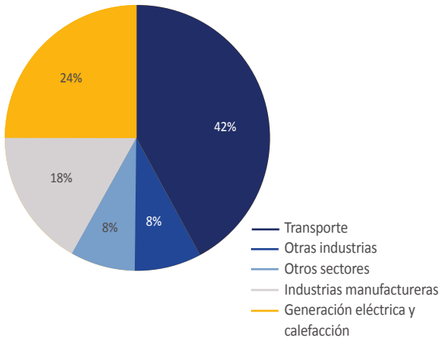
En cuanto a la cantidad de contaminación originada por el uso de fuentes de energía no renovable, el **gráfico 2-9** muestra el total de dióxido de carbono emitido por los combustibles fósiles utilizados por la industria de generación eléctrica (petróleo, gas natural y carbón), medido en gramos de CO_2 por kWh producido.

Tal como puede observarse en el **gráfico 2-9**, el uso de petróleo como fuente energética en 2015 tuvo como consecuencia la emisión de 1335 g de CO_2 por cada kWh producido, en tanto el uso de gas natural generó 471 g de CO_2, es decir, menos de la tercera parte. Por otro lado, con base en estadísticas publicadas por la IEA entre 2014 y 2017, el **gráfico 2-10** confirma que existe una relación inversa entre el porcentaje de producción eléctrica a partir de RER –incluyendo grandes hidroeléctricas– y el CO_2 emitido por kWh de electricidad producido, lo cual implica que ante aumentos en el porcentaje de RER utilizado para la generación de energía, disminuirá el nivel de emisiones contaminantes.

El sector transporte aporta el 42% de las emisiones de CO_2 en el país.

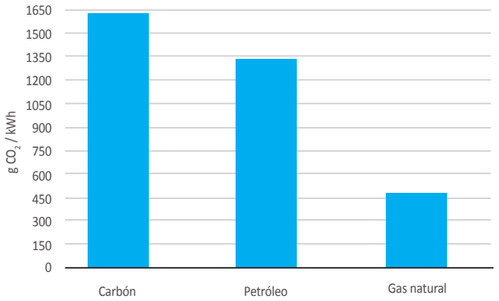
Existe una relación inversa entre el porcentaje de generación eléctrica con RER y la cantidad de CO_2 emitida por kWh.

Gráfico 2-8
Porcentaje de emisiones de CO_2 según sector (2015)



Fuente: IEA (2017). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-9
Perú: emisiones de CO_2 según tipo de fuente (2015)



Fuente: IEA (2017). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Según cifras del COES a 2018, dado que un 37.2% de la producción de energía eléctrica se genera en centrales de gas natural, el impacto ambiental de diversificar la matriz energética, incrementando la proporción de recursos renovables, podría ser considerable, ya que se lograría reducir el nivel de emisiones de gases contaminantes. Cabe mencionar que, aunque los RER están asociados a niveles mínimos de polución, existen algunas consideraciones que deben ser tomadas en cuenta, como la diferencia entre los RER convencionales y no convencionales.

Al respecto, Schmerler y Solís (2018) señalan que, a diferencia de los RER no convencionales, el proceso de construcción de RER convencionales (grandes hidroeléctricas) puede producir impactos en el ambiente. De la misma manera, Dammert (2009) sostiene que la construcción de grandes centrales hidráulicas de embalse generaría inundaciones en las zonas colindantes a la planta y mayor impacto ambiental en comparación con otras alternativas de RER.

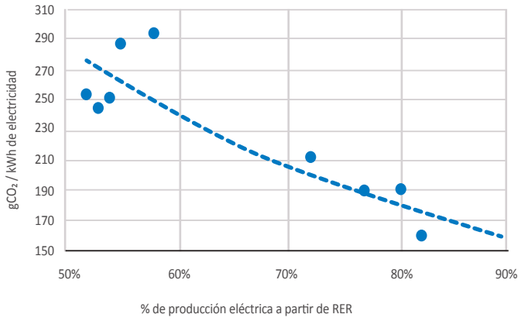
b) Impacto indirecto en el ambiente

• **Desaceleración del cambio climático.** De acuerdo con Carta, Calero, Colmenar y Castro (2009), el uso intensivo de combustibles fósiles incrementa las emisiones de CO_2, ocasionando el recalentamiento de la atmósfera a un nivel de 0.3 °C por década. Asimismo, el aumento de temperatura podría alcanzar entre 2 y 4.5 °C en 2050, propiciando fenómenos como la pérdida de las masas glaciares y la expansión de los océanos. Al respecto, el **gráfico 2-11** confirma lo señalado por Carta *et al.* (2009) y evidencia que, desde 1970, la temperatura del planeta viene registrando un incremento creciente, es decir, un aumento de temperatura mayor cada año.

• **Reducción de la lluvia ácida.** Algunos recursos energéticos no renovables, como el carbón y el petróleo, presentan altas concentraciones de nitrógeno y azufre que, al igual que el CO_2, dañan la atmósfera de nuestro planeta. Cabe indicar que, según Carta *et al.* (2009), ambas sustancias pueden permanecer en el aire hasta 150 años y su combinación con el vapor de agua de la atmósfera da lugar a la lluvia ácida, fenómeno que trae como consecuencia la deforestación y acidificación de los cuerpos de agua del planeta.

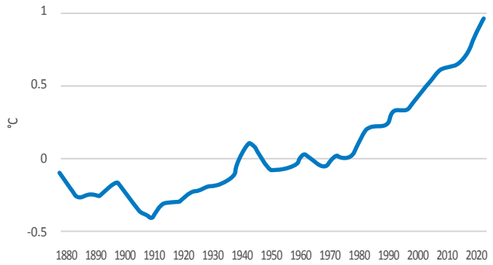
• **Protección de la capa de ozono.** La destrucción de la capa de ozono no debe atribuirse únicamente a las sustancias derivadas del uso de energías no renovables (carbón y petróleo), sino también a la emisión de clorofluorocarbonos (CFC), utilizados comúnmente en la industria de la refrigeración. La emisión de nitrógeno

Gráfico 2-10
Perú: relación entre el uso de RER y las emisiones de CO_2 (1990-2015)



Fuente: IEA (2014, 2015, 2016, 2017). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-11
Cambio en la temperatura promedio global (1880-2018)



Nota. Serie desestacionalizada.
Fuente: Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA, por sus siglas en inglés)[5].
Elaboración: GPAE-Osinergmin.

en la atmósfera viene jugando un papel preponderante, el cual podría mitigarse incrementando el peso de las energías renovables en la matriz energética. La capa de ozono brinda protección contra la radiación ultravioleta y sus potenciales efectos, y previene posibles perturbaciones climáticas (Carta *et al.*, 2009). Según datos publicados por la Organización Mundial de la Salud (OMS), en 2015, el Perú registró niveles alarmantes de radiación ultravioleta, por lo que es altamente vulnerable a cualquier afectación de la capa de ozono. En promedio, nuestro país alcanza los 5906 J/m^2, nivel que lo ubica en el sexto lugar del *ranking* de países con mayor radiación a nivel mundial y el primero en Latinoamérica.

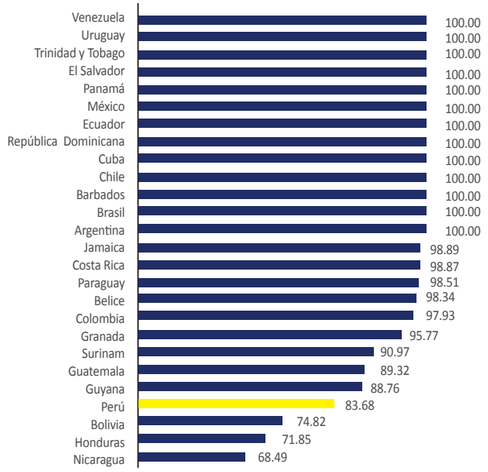
• **Mejora en la salud de la población.** Según Cifuentes, Jorquera, Rizzi y Vergara (2004), los impactos más comunes de la mala calidad del aire sobre la salud son los problemas respiratorios –entre ellos la bronquitis–, el aumento del riesgo de sufrir muerte prematura y la disminución de la expectativa de vida. Por otro lado, dado que los efectos descritos implican pérdidas económicas importantes tanto para la sociedad como para el Estado, muchos investigadores han dirigido sus esfuerzos a valorizar los beneficios asociados a una mejor calidad del aire. Así, Cifuentes *et al.* (2004) recopilaron información acerca de investigaciones realizadas en Chile, México y Brasil. En el caso de Chile, la Comisión Nacional del Medio Ambiente (Conama, 1997) estimó que el beneficio generado en la sociedad, debido al impacto positivo en la salud de implementar un plan de prevención y descontaminación atmosférica, ascendería a USD 466.94 millones. En tanto, el beneficio total de reducir en 10% los niveles de concentración de contaminantes ambientales en México, tales como los óxidos de nitrógeno (NO_x), alcanzaría los USD 2200 millones por año (Molina, 2002). Por último, tomando en cuenta el número de casos de mortalidad y enfermedades respiratorias evitados, se calculó un valor anualizado de beneficios de USD 2881 millones en Brasil.

2.1.6. Potencial para el cierre de la brecha de acceso rural

De acuerdo con estadísticas del Banco Mundial, si bien el acceso universal en los países de Latinoamérica viene evolucionando de manera favorable, aún existen algunos países, entre ellos el Perú, que no han logrado cerrar la brecha de acceso a electricidad en zonas rurales. En nuestro país, el 83.68% de la población rural puede acceder al servicio. Según resultados de 2017, Perú ocupa el vigésimo tercer lugar en Latinoamérica, superando únicamente a Bolivia, Honduras, Nicaragua y Haití, país que reporta apenas 2.75% de acceso en el ámbito rural (ver **gráfico 2-12**).

La contaminación atmosférica genera problemas respiratorios y disminuye la expectativa de vida.

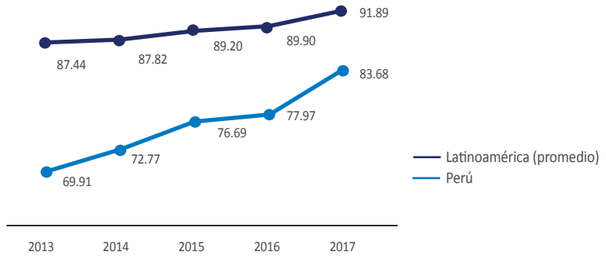
Gráfico 2-12
Latinoamérica: porcentaje de población rural con acceso a electricidad (2017)



Nota. No se incluye el porcentaje de acceso registrado en Haití (2.75%).
Fuente: Banco Mundial[6]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Los RER permiten cerrar la brecha de acceso a electricidad en zonas rurales. Foto: Ergon Perú.

Gráfico 2-13
Evolución del porcentaje de acceso a electricidad en la población rural (2013-2017)



Fuente: Banco Mundial[7]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Por otro lado, con base en la información presentada en el **gráfico 2-13**, el Perú redujo la brecha de acceso en zonas rurales en 13.8 puntos porcentuales, pasando de 69.9% de acceso en 2013 a 83.7% en 2017. La velocidad con la que se incrementó el nivel de acceso en nuestro país superó el ritmo de crecimiento promedio de Latinoamérica, donde el porcentaje pasó de 87.44% a 91.89% durante el mismo período.

Para Gamio (2017), dado el aislamiento territorial del área rural peruana que dificulta su conexión a redes de distribución convencionales, es conveniente implementar políticas de fomento al uso de energías renovables, entre otras razones, porque el uso de este tipo de recursos energéticos implica menores costos por hogar conectado en comparación con el despliegue de redes convencionales. Con respecto al potencial de las energías renovables para generar energía en espacios de difícil acceso, Gamio y Eisman (2016) afirman no solamente que estas representan una opción competitiva a nivel de costos, sino que son técnicamente fiables, ya que reducen la dependencia y generan bajos niveles de contaminación. Según las recomendaciones de su investigación, la energía solar fotovoltaica ofrece la posibilidad de llevar energía a comunidades rurales aisladas de dos maneras: mediante sistemas domiciliarios individuales y con la instalación de microrredes. Perú tiene la ventaja de contar con muchas alternativas energéticas de este tipo, cada una de ellas, con gran potencial para su aprovechamiento (ver **ilustración 2-3**).

Conviene señalar que el uso de RER, además de contribuir a cerrar las brechas de acceso en zonas rurales, favorece el crecimiento de los mercados locales y la economía en su conjunto. De acuerdo con estimaciones de Irena (2016b), aumentar la participación global de las energías renovables hasta alcanzar el 36% del consumo total de energía, incrementará en más de 1% el Producto Bruto Interno (PBI) de Brasil y México a 2030.

Sobre las ventajas de acceder a electricidad, Gamio y Eisman (2016) definen el acceso a energía como un facilitador del desarrollo humano, atribuyéndole el beneficio de ser una fuente generadora de riqueza, capaz de mejorar la calidad de vida de la población. En tanto, para Bhattacharyya (2012), existe una relación directa entre el desarrollo –el cual calculó mediante el PBI *per cápita* y el Índice de Desarrollo Humano (IDH)– y el acceso a electricidad. Silva y Granados (2018), por otra parte, afirman que alcanzar el acceso universal es fundamental para el desarrollo sostenible de las naciones.

Asimismo, la investigación de Riva, Ahlborg, Hartvigsson, Pachauri y Colombo (2018) concluye, de manera detallada, que el uso de la electricidad está ligado estrechamente a distintas dimensiones del desarrollo socioeconómico, entre ellas: actividades productivas, generación de ingreso, salud y educación. Cabe precisar que dichos autores, recogiendo los comentarios de Bastakoti (2003); Colombo, Bologna y Masera (2013); y Khandker, Barnes y Samad (2013), advierten que, para consolidar el efecto del cierre de brechas sobre la educación y el desarrollo productivo, deben además realizarse acciones complementarias que fomenten el crecimiento económico local.

El uso de RER contribuye al crecimiento de las economías locales.

2.2. RETOS DE LOS RER

En la sección anterior hemos revisado los principales beneficios que ofrecen las energías obtenidas a partir de RER. Sin embargo, su implementación también impone retos que deben ser enfrentados. Los principales son su indisponibilidad (o intermitencia), su integración a gran escala y el impacto que pueden tener en las tarifas pagadas por los usuarios. Como veremos en la presente sección, se solucionan mediante políticas públicas e, inclusive, con el propio desarrollo tecnológico; es decir, conforme la tecnología logra ser menos costosa y más eficiente.

2.2.1. Intermitencia

La intermitencia se define como la indisponibilidad no planificada o interrupción

Ilustración 2-3
Potencial de energías renovables en Perú según alternativa energética

HIDROELÉCTRICA	SOLAR	EÓLICA	GEOTÉRMICA
Potencial: 69 445 MW	Potencial: 250 W/m^2 (Radiación media diaria)	Potencial: 22 450 MW	Potencial: 3000 MW
Aplicación: electricidad	Aplicación: electricidad y calor	Aplicación: electricidad	Aplicación: electricidad y calor

Fuente: Gamio y Eisman (2016). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

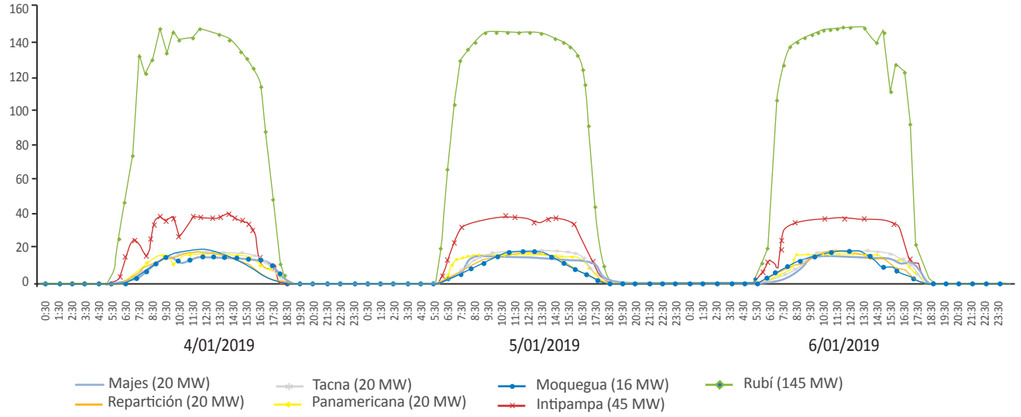
de la generación eléctrica que se realiza a partir de algunas fuentes de energía renovables como la solar y eólica que, por naturaleza, son fluctuantes. Esta depende de aspectos como el tiempo, las condiciones climáticas y el área geográfica (Kosonen, 2018). Como consecuencia, la producción a partir de dichos recursos es altamente variable e incierta. Los cambios pueden ser estacionales o diarios, incluso fluctuar minuto a minuto. Esto dependerá del tipo de recurso utilizado. Como se verá más adelante, por lo general, la generación eólica es más volátil que la solar.

a) Intermitencia por tipo de recurso

La intermitencia es un problema que caracteriza a cierto grupo de energías renovables como la solar, eólica o mareomotriz. Si bien otras tecnologías renovables, como la biomasa y la hidroeléctrica (en general, el resto de fuentes energéticas), tienen una producción predecible, también están sujetas a cierta variabilidad. Por ejemplo, las centrales térmicas a veces cierran por mantenimiento, y las centrales hidroeléctricas tienen un comportamiento cíclico que depende del periodo de estiaje o avenida. Sin embargo, estos aspectos son más predecibles y menos variables que aquellos que afectan la producción de centrales solares y eólicas.

• **Solar.** La intermitencia de la energía solar depende del nivel de radiación que se presente en una determinada zona geográfica. Por lo general tiene un patrón diurno y estacional, es decir, alcanza una mayor intensidad durante el día y en verano. Además, la intermitencia estacional es mayor mientras más lejos se esté de la línea ecuatorial. Los patrones diurnos y estacionales permiten darle cierta predictibilidad a la generación solar, sin embargo, la radiación puede verse afectada por otras condiciones climatológicas que son difíciles de predecir, como la cobertura por nubes y la composición de la atmósfera (Heinberg y Fridley, 2016). Así, una capa de nubes gruesas puede absorber la radiación solar disponible, disminuyendo la producción de energía. En los **gráficos 2-14** y **2-15**, se muestra la producción de electricidad de las siete centrales solares que actualmente operan en el país durante tres días de enero y junio de 2019, respectivamente. Se evidencia que, en enero, uno de los meses con mayor radiación solar, las centrales produjeron cerca de su máxima capacidad y estuvieron activas mayor tiempo (comienzan a operar desde las 05:30 hasta las 18:30 horas). En contraste, en junio, la producción de las centrales solares estuvo por debajo de su capacidad y estuvieron operativas menos tiempo (desde las 06:30 hasta las 17:30 horas). Como producto de la intermitencia, incluso en los días de verano, se observa descensos bruscos en la producción de las centrales solares.

Gráfico 2-14
Producción de las centrales solares (en MW) - enero 2019



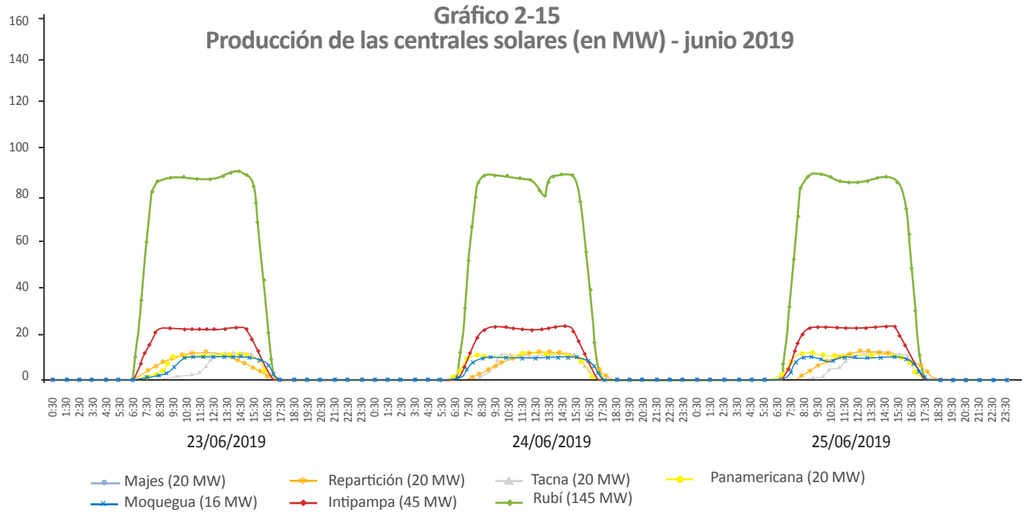
Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

• **Eólica.** En comparación a la energía solar, la eólica presenta diferentes patrones diurnos y estacionales. Por lo general, la intensidad del viento se ve afectada por aspectos geográficos. Así, en algunos lugares, los vientos son más fuertes durante el día, mientras que en otros la intensidad es mayor durante la noche (Heinberg y Fridley, 2016). Asimismo, en lugares de mayor altura sobre la superficie de la tierra, como las colinas y montañas, la fuerza del viento es mayor. Por otra parte, Kosonen (2018) señala que los cambios en la velocidad del viento pueden darse en lapsos menores a 10 minutos, siendo este el aspecto que más aumenta la intermitencia de la energía eólica y el más difícil de predecir. En el **gráfico 2-16** se muestra la producción de las cinco centrales eólicas que actualmente operan en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). No es posible encontrar un patrón común de producción en un mismo día. Incluso, el de una misma central puede variar de un día al otro. Por ejemplo, en el caso de Wayra, el 24 de junio de 16:00 a 21:30 horas alcanzó una producción casi constante, sin embargo, en los otros dos días analizados la producción fue totalmente distinta en el mismo momento del día.

La fuerza del viento es mayor en lugares de más altura, como colinas y montañas.

La intermitencia de la energía eólica presenta patrones diurnos y estacionales. Foto: Sociedad Peruana de Renovables (Waira).

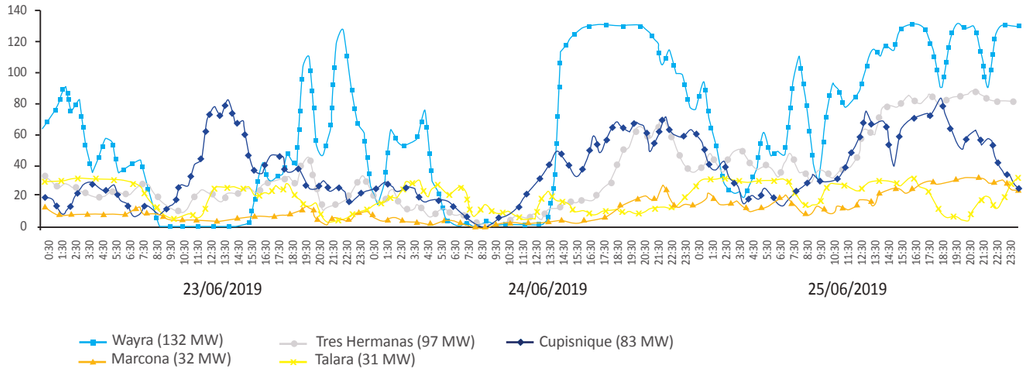
Gráfico 2-15
Producción de las centrales solares (en MW) - junio 2019



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Aerogeneradores de la Central Eólica Wayra I (Ica). Foto: Minem.

Gráfico 2-16
Producción de las centrales eólicas (en MW) – junio 2019



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Como se observa en los gráficos, producto de la intermitencia, las centrales solares y eólicas registran producciones menores a su capacidad de generación en continuos periodos de tiempo. Esto se traduce en menores factores de planta[8] con respecto a otras centrales de generación. En 2018, según se observa en el **cuadro 2-1**, el máximo factor de planta de las centrales solares y eólicas fue de 34.0% y 54.6%, respectivamente. En cambio, las centrales térmicas e hidroeléctricas que tienen mayor disponibilidad del recurso alcanzaron un factor máximo de 89% y 88%, respectivamente.

La alta variabilidad de la generación solar y eólica dificulta la precisión en el pronóstico de su producción, lo cual complica la función del operador del sistema eléctrico en la estimación de la contribución exacta de las centrales solares y eólicas en la producción en tiempo real. Al respecto, el operador del sistema eléctrico tiene como función principal coordinar, de manera simultánea, la producción y los requerimientos de consumo de electricidad para obtener un equilibrio constante entre la oferta y la demanda. Para lograrlo se asigna centrales de generación para despachar según el nivel de consumo registrado, bajo el criterio de mínimo costo. Sin embargo, la impredictibilidad de las centrales solares y eólicas puede provocar desequilibrios en el sistema, con lo cual surge la necesidad de utilizar plantas más flexibles, como las térmicas, o grandes centrales hidroeléctricas para garantizar el balance en tiempo real de la oferta y la demanda (Henriot, 2014).

Cuadro 2-1
Factor de planta de centrales solares y eólicas (2018)

Centrales solares	
Majes	25.3%
Repartición	23.5%
Tacna	27.5%
Panamericana	29.6%
Moquegua FV	34.0%
Rubí	33.4%
Intipampa	22.3%
Centrales eólicas	
Marcona	52.8%
Cupisnique	38.9%
Talara	45.4%
Tres Hermanas	54.6%
Wayra I	40.6%

Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

b) Soluciones a la intermitencia

Heinberg y Fridley (2016) identifican cuatro soluciones al problema de la intermitencia: el almacenamiento de energía, el rediseño de la red, la gestión de la demanda y la redundancia de capacidad (ver **ilustración 2-4**).

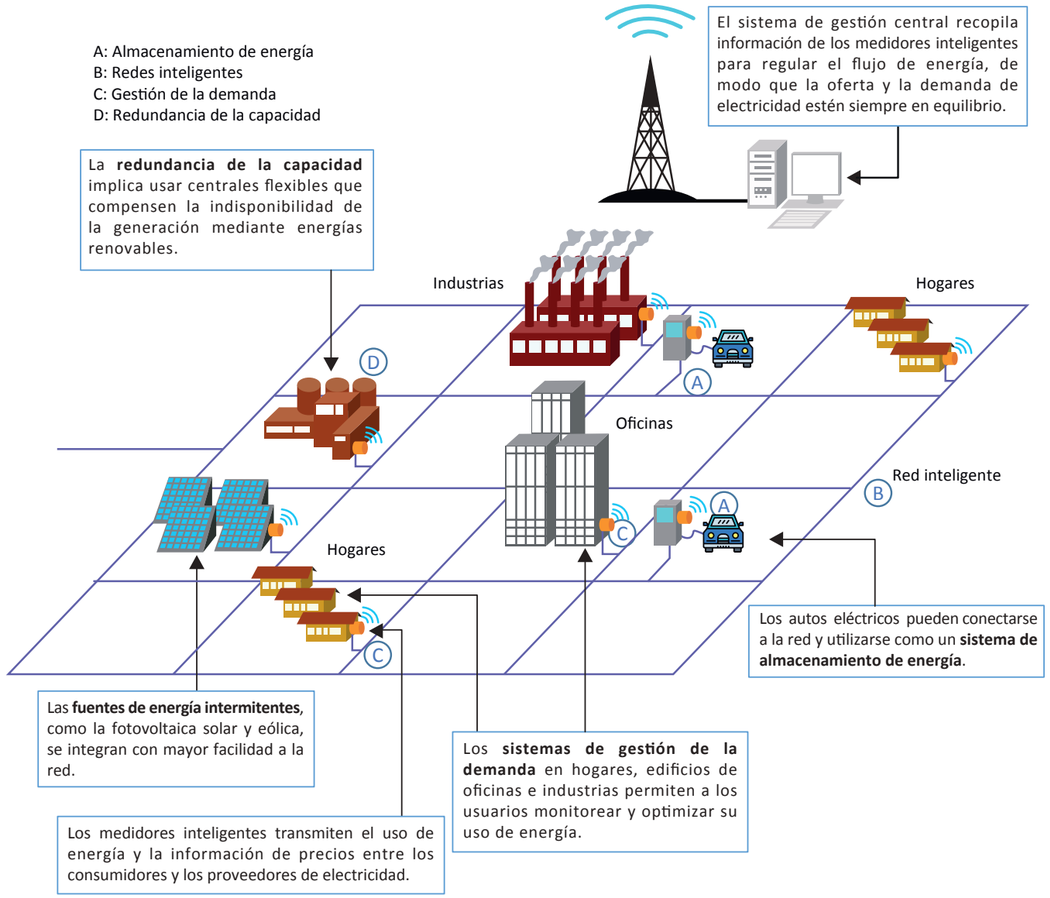
- **Almacenamiento de energía.** Esta es la solución más práctica y consiste en almacenar los excedentes de energía intermitente para luego utilizarlos cuando sea necesario. Así se mejora la flexibilidad del sistema y se reducen las variaciones de energía solar y eólica. El diseño de un sistema de almacenamiento debe ser eficiente como para absorber y entregar energía en cualquier momento.

- **Redes inteligentes.** Permiten tener una mejor lectura del flujo de energía y así bajar el consumo de energía en las horas pico. Asimismo, pueden conectarse con los sistemas de almacenamiento, lo cual facilita la integración de más energía solar y eólica. Con estas redes se logra una mayor eficiencia y confiabilidad, ahorrando dinero a operadores y consumidores. Su implementación debe considerar que el sistema eléctrico está pasando de un sistema centralizado a uno en el que existen diversas centrales intermitentes, más pequeñas y con una distribución geográfica más descentralizada.

- **Gestión de la demanda.** A diferencia de las anteriores soluciones que corresponden a medidas desde la oferta, la gestión de la demanda está orientada a modificar el patrón de consumo de los usuarios por el uso de incentivos económicos, ya sea modificando el momento en el cual se utiliza la energía eléctrica o la intensidad. Estos incentivos corresponden a los precios dinámicos, es decir, a aquellos que cambian de acuerdo con la hora en la que se realiza el consumo y que están en función de la escasez de energía eléctrica en el sistema. Con esto se busca que los usuarios modifiquen su consumo según esta señal. Así, grandes usuarios industriales y comerciales podrían cambiar su uso a momentos en que el suministro es abundante y los precios son bajos.

- **Redundancia de la capacidad.** Esta alternativa busca agregar capacidad de generación redundante que compense la indisponibilidad de la generación renovable, lo que implica usar centrales flexibles que, si bien funcionan de manera continua las 24 horas, contribuyen efectivamente al sistema solo en los periodos de la intermitencia. Aunque esta práctica resulta poco eficiente y genera un aumento de los costos totales del sistema, es la estrategia principal que actualmente permite que las energías renovables intermitentes se integren en los sistemas de la red eléctrica (Heinberg y Fridley, 2016).

Ilustración 2-4
Alternativas de solución a la intermitencia



Fuente: Bizkhan[9]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Finalmente, si bien se han presentado alternativas de solución a la intermitencia, tal característica, en el caso de la energía fotovoltaica, puede ser aprovechada para complementar el despacho de centrales hidroeléctricas.

2.2.2. Integración de la energía renovable a gran escala

Un aumento considerable en la participación de energías renovables puede imponer desafíos para el rendimiento de un sistema eléctrico interconectado. Los retos se relacionan con la falta de capacidad de las líneas de transmisión o la insuficiente adecuación y seguridad de la generación. En Dammert, García y Molinelli (2008) se define la adecuación como la "habilidad del sistema eléctrico para suplir los requerimientos de demanda de los consumidores en todo momento, teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable de salidas no programadas de elementos del sistema"; mientras que la seguridad es definida como la "habilidad del sistema eléctrico para soportar el efecto de perturbaciones imprevistas, tales como cortes de los circuitos eléctricos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema". Ambos conceptos están vinculados con la confiabilidad, por lo cual se requiere enfrentar estos desafíos a fin de no poner en peligro la confiabilidad del sistema. En particular, Sinsel, Riemke y Hoffmann (2019) agrupan en cuatro categorías los retos de una mayor penetración RER: calidad, flujo, estabilidad y balance:

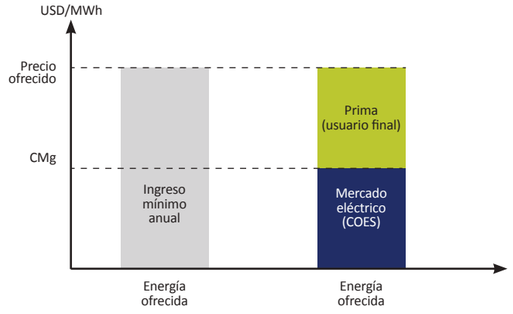
- La calidad está relacionada con las interrupciones de la energía eléctrica y las condiciones estables de voltaje y corriente. Así, una excesiva generación RER podría poner en peligro la seguridad del sistema y dañar los equipos eléctricos del consumidor final.
- El flujo está relacionado con la eficiente transmisión y distribución de la energía. Una mayor penetración RER puede reducir la vida útil o dañar los equipos de distribución y transmisión. Además, ocasionar mayores pérdidas en el flujo de energía.
- La estabilidad se refiere al control de frecuencia y voltaje del sistema eléctrico. Con los RER se producen problemas en el despacho, lo cual afecta la recuperación del sistema después de apagones.
- El balance de energía comprende los desafíos relacionados con el equilibrio de la oferta y la demanda de energía a corto y largo plazo. Esto incluye la coordinación de la velocidad de rampa y los niveles mínimos de generación de un sistema de energía.

Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Enel Perú.

2.2.3. Impacto en la tarifa

Según el Decreto Legislativo (DL) N° 1002[10], las centrales RER pueden obtener un ingreso mínimo anual o ingreso garantizado al año, producto de sus ventas en el mercado de corto plazo. Para ello, considerando la prioridad en el despacho, se valoriza sus ventas a los costos marginales del SEIN. Sin embargo, en caso dichos costos sean menores a la tarifa adjudicada (la ofertada por las centrales RER en las subastas), estas empresas recibirán una compensación o prima RER mediante un proceso de liquidación efectuado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin (Vásquez, Tamayo y Salvador, 2017). La prima RER es financiada por los aportes de los usuarios eléctricos mediante un recargo en el peaje de conexión a la red principal de transmisión[11], lo cual implica un aumento en la tarifa final de electricidad. Este recargo, producto de la prima, será asumido por los usuarios durante 20 años, siempre que los costos marginales sean mayores a la tarifa adjudicada; y comienza a aplicarse desde que una central RER entra en operación comercial.

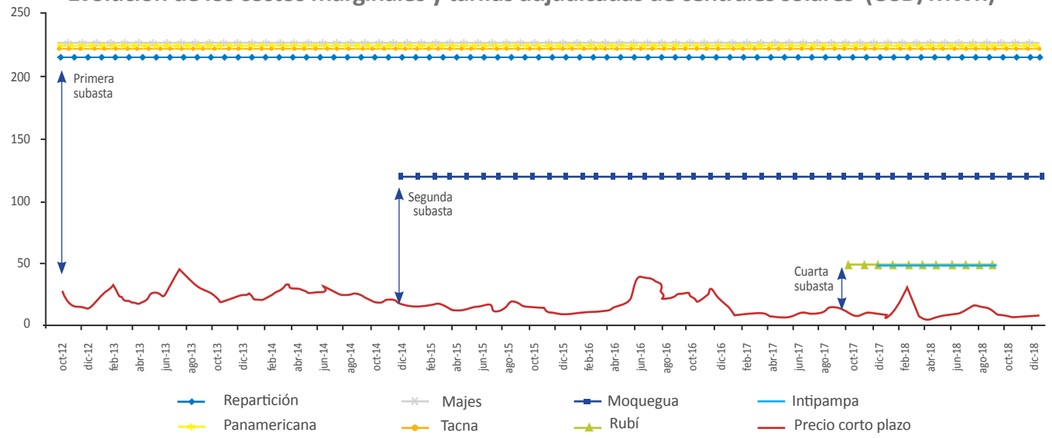
Gráfico 2-17
Esquema de liquidación de ingresos



Fuente: Vásquez *et al.* (2017). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El **gráfico 2-17** representa dicho mecanismo: mientras más amplia sea la diferencia entre la tarifa adjudicada y los costos marginales a corto plazo, mayor será la prima asumida por los usuarios. Al respecto, en los últimos seis años, los costos marginales han mostrado valores por debajo de los 60 USD/MWh, mientras que las tarifas adjudicadas en la primera subasta de las centrales solares llegaron a valores por encima de los 200 USD/MWh. Si bien en la cuarta subasta las centrales solares ofertaron un precio menor (por debajo de los 50 USD/MWh), el contexto reciente del sector eléctrico ha hecho que los costos marginales registren una tendencia decreciente. Por ejemplo, el costo marginal promedio de 2018 fue 11 USD/MWh, mientras que en 2013 fue 27 USD/MWh. Esto implicó el reconocimiento de una mayor prima RER de las centrales solares (ver **gráfico 2-18**).

Gráfico 2-18
Evolución de los costos marginales y tarifas adjudicadas de centrales solares (USD/MWh)



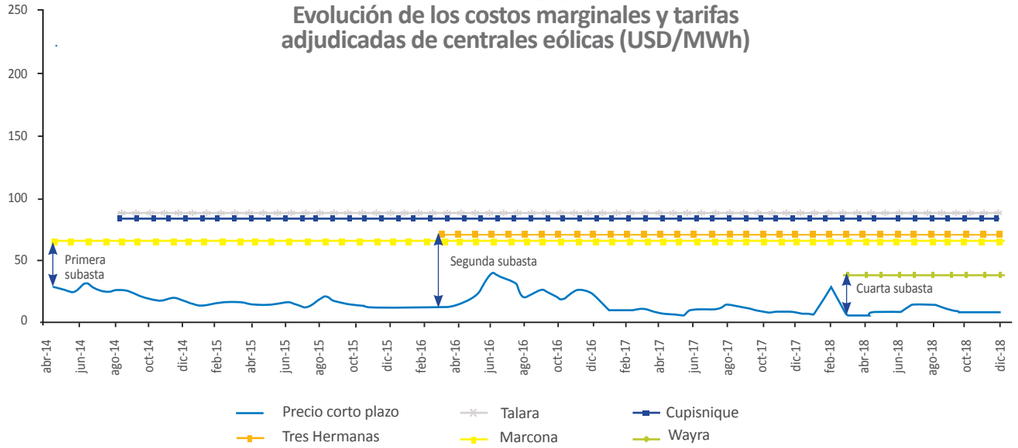
Nota. No se considera el factor de actualización de la tarifa de adjudicación.
Fuentes: COES (2019) y DSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Con respecto a las centrales eólicas, las tarifas adjudicadas fueron menores que las solares. Se ofertaron precios por debajo de los 90 USD/MWh, incluso la central de la cuarta subasta, Wayra (última central eólica en entrar en operación comercial), se adjudicó a un precio competitivo de 38 USD/MWh. Sin embargo, como se comentó previamente, el desempeño reciente del mercado a corto plazo trajo como consecuencia que las tarifas adjudicadas sigan siendo mayores a los costos marginales (ver **gráfico 2-19**).

Las tarifas adjudicadas para centrales eólicas fueron menores que las de las solares.

Turbinas eólicas (Portugal). Foto: Shutterstock.

Gráfico 2-19
Evolución de los costos marginales y tarifas adjudicadas de centrales eólicas (USD/MWh)



Nota. No se considera el factor de actualización de la tarifa de adjudicación.
Fuentes: COES (2019) y DSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Central eléctrica de biomasa en Kaunas (Lituania). Foto: Shutterstock.

En el caso de las centrales de biomasa, las tarifas adjudicadas también han sido mayores que el costo marginal (ver **gráfico 2-20**). Lo mismo ocurre con las centrales hidroeléctricas que están en operación y que, en promedio, registraron 57.6 USD/MWh. No obstante, un aspecto a resaltar es que el diferencial entre las tarifas y el costo marginal se ha ido reduciendo subasta tras subasta.

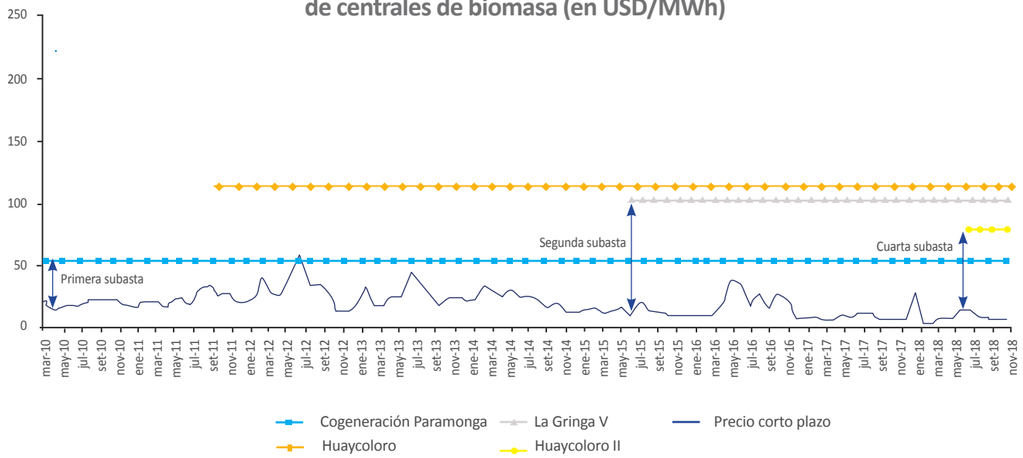
Como se mencionó anteriormente, la prima RER es recargada en el peaje de transmisión. Este es el mismo para todos los usuarios del sector eléctrico, independientemente de su ubicación. En el **gráfico 2-21**[12] se observa que el peaje se ha incrementado en los últimos años. En mayo de 2011 alcanzó un valor de 7.0 S/./kW-mes, mientras que en mayo de 2019 fue de 35.1 S/./kW-mes. Es decir, el peaje en 2019 es cinco veces mayor a lo que era en 2011. Sin embargo, este incremento obedece a la inclusión de diversos cargos[13] o al propio aumento de la retribución al sistema de transmisión principal. La prima RER es solo un componente dentro de estos cargos que, en 2014, representaba el 14% del peaje, mientras que en la actualidad es casi la tercera parte. Además del diferencial de precios entre el costo marginal y las tarifas adjudicadas, es importante resaltar que en la actualidad se encuentran en operación 41 centrales RER, mientras que en 2014 había 19.

Por otra parte, la tarifa final[14] que paga un usuario regulado[15] también ha ido incrementándose en los últimos años. Si bien el pago del peaje de transmisión explica en parte este crecimiento, es importante mencionar que el pago por la energía y capacidad de generación también se ha incrementado. Hoy se paga 25.5 ctm S/./kWh, en tanto que en 2014 el pago era de 17.6 ctm S/./kWh. Con respecto al pago de la prima RER, su contribución a la tarifa final desde que comenzó a aplicarse (mayo de 2010) hasta la actualidad, se ha incrementado de 0.1 a 2.9 ctm S/./kWh, lo cual implica un aumento en su participación en la tarifa final de 0.3% a 5.6% (ver **gráfico 2-22**).

En conclusión, si bien el pago por la prima RER ha contribuido, en cierta medida, al crecimiento de la tarifa final, existen otros factores, como la incorporación de cargos o la propia retribución a la generación y transmisión, que también han explicado el aumento de la tarifa. Asimismo, aunque el pago de la prima se incrementará cuando entren en operación las centrales RER que faltan y exista un mayor diferencial de precios entre el costo marginal y las tarifas de adjudicación, también debe considerarse que en las últimas subastas se observaron resultados más competitivos. Finalmente, debe agregarse que el diferencial también dependerá del desempeño del mercado a corto plazo.

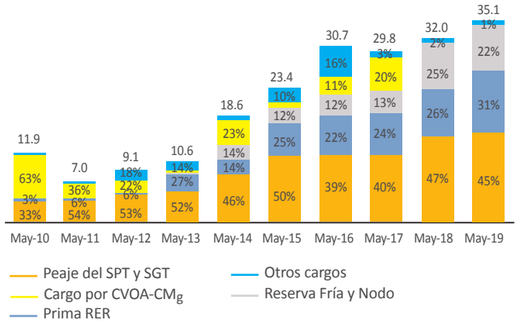
Las últimas subastas exhibieron resultados más competitivos, lo cual se traduce en una menor prima RER.

Gráfico 2-20
Evolución de los costos marginales y tarifas adjudicadas de centrales de biomasa (en USD/MWh)



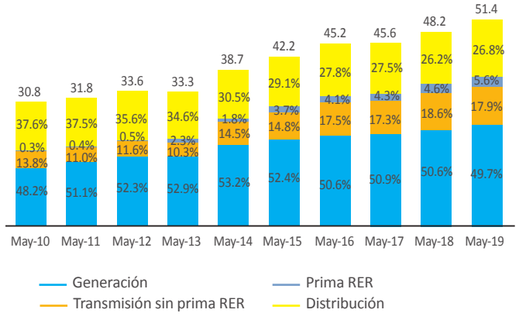
Nota. No se considera el factor de actualización de la tarifa de adjudicación.
Fuentes: COES (2019) y DSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-21
Evolución del peaje de transmisión y participación de la prima RER (en S/. / kW-mes)



Fuente: GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-22
Evolución de la estructura del cargo por energía de la tarifa BT5B – Lima Norte (en ctm S/. / kWh)



Fuente: GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Viviendas abastecidas con energía solar en las islas flotantes del lago Titicaca (Puno). Foto: Shutterstock.

03 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA PROMOVER LOS RER

Existe a disposición de los países del mundo un amplio espectro de instrumentos de política que facilitan e incentivan la generación de energía eléctrica a partir de recursos energéticos renovables.

Turbinas eólicas en Nazca (Ica). Foto: Enel Perú.

CAPÍTULO 3

INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA PROMOVER LOS RER

En este capítulo se describen los diferentes instrumentos de política para promover las energías renovables y así lograr los objetivos de incremento de su participación dentro de la matriz energética. Estas herramientas se dividen en políticas regulatorias (y de precios) y no regulatorias. Las primeras incluyen cuotas, certificados, instrumentos de fijación de precios y generación distribuida, entre otros; mientras que las segundas consideran incentivos financieros y fiscales, así como programas voluntarios.

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables, la Agencia Internacional de la Energía y Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (Irena, IEA y REN21, por sus siglas en inglés, respectivamente, 2018), los instrumentos para promover recursos energéticos renovables (RER) se dividen en políticas regulatorias (y de precios) y no regulatorias, las cuales se presentan en el **cuadro 3-1**.

3.1. POLÍTICAS REGULATORIAS Y DE PRECIOS

Dentro de las políticas regulatorias y de precios se pueden distinguir diversos instrumentos destinados a los *stakeholders*, las instalaciones a gran escala, la generación distribuida y los mecanismos para la promoción de las energías renovables de forma descentralizada.

3.1.1. Todos los stakeholders

a) Renewable Purchase Obligation (RPO)
Es utilizado en la India y consiste en una obligación impuesta por la Comisión Reguladora de Electricidad de Maharashtra[1] (MERC, por sus siglas en inglés) hacia ciertas entidades, la cual consiste en comprar un porcentaje mínimo de energía renovable de su consumo total. Según Bihar Electricity Regulatory Commission (BERC, 2010), las entidades obligadas son licenciatarios de distribución (aquellos encargados de operar y mantener un sistema

Dentro de las políticas regulatorias y de precios se pueden distinguir diversos instrumentos destinados a los *stakeholders*, las instalaciones a gran escala, la generación distribuida y los mecanismos para la promoción de las energías renovables de forma descentralizada.

de distribución), consumidores con centrales eléctricas cautivas (aquellos que tengan una capacidad instalada de 5 MW o más, o según lo estipule la MERC) y los consumidores de acceso abierto y venta a terceros.

b) Renewable Portfolio Standards (RPS)
Es un instrumento que obliga a cada vendedor minorista de electricidad a incluir cierta cantidad de electricidad generada a partir de RER no convencionales en su cartera de recursos adquiridos para suministrar carga minorista. El minorista puede cumplir esta obligación con una instalación de RER no convencional y produciendo su propia energía, o comprando la energía de instalación de terceros (Rader y Hempling, 2001).

c) Renewable Energy Certificate (REC)[2]
Es un instrumento que consiste en otorgar certificados a las empresas por cada megavatio-hora (MWh) de electricidad generada a partir de alguna fuente de energía renovable. Debe contener la fuente de combustible, la ubicación de la generación, el año de generación, entre otras características. Además, se puede vender junto con la energía eléctrica, por separado, o en su defecto, se puede transar para llegar a la cuota requerida cuando la empresa se encuentre bajo un instrumento RPS. Entre las principales ventajas de estos instrumentos está que promueven la competencia, pues se pueden comprar en otros países, permitiendo así mayor variedad de opciones de RER no convencionales debido a la ausencia de límites geográficos.

3.1.2. Instalaciones a gran escala

a) Instrumentos administrativos de fijación de precios

- **Mecanismo de tarifas fijas.** También llamado *Feed-in-Tariff* (FIT), consiste en brindar un derecho a las empresas generadoras de RER no convencional, de vender toda su producción a un precio fijo (Vásquez, Tamayo y Salvador, 2017). Estos acuerdos de compra y venta se realizan a largo plazo (entre 10 y 25 años), extendiéndose por cada KWh producido. Los pagos por cada KWh se diferencian por el tipo de tecnología, tamaño del proyecto, calidad del recurso energético y la ubicación (Couture, Cory, Kreycik y Williams, 2010). Algunas de las ventajas de este instrumento son: mejora el acceso de inversionistas y participantes, proporciona menores costos de transacción, resuelve incertidumbres sobre el acceso a la red y la interconexión, y facilita una mejor distribución de los costos y beneficios (Couture *et al.* 2010). Por otro lado, debido a que el Estado interviene controlando el precio y no la cantidad, puede existir el riesgo de que el país no cumpla o exceda con el objetivo de participación de energías renovables dentro de su matriz energética. Es por ello que este instrumento debe estar alineado con dichos objetivos [Irena y Clean Energy Ministerial (CEM), 2015].

- **Sistema de Prima.** También llamado *Feed-in-Premium* (FIP), consiste en colocar un pago a la generación de energía renovable por encima del precio del mercado de electricidad. La remuneración es más incierta que el instrumento de tarifas fijas, sin embargo, hay mayores incentivos para producir cuando el sistema de energía eléctrica necesita de la mayor capacidad posible (Irena y CEM, 2015). Se pueden reconocer dos tipos de sistemas de prima: las que se fijan sobre el precio de mercado, con un valor máximo y mínimo para reducir riesgos; y las primas flotantes, que se establecen sobre un valor de referencia (llamado precio de ejercicio). En este tipo, la prima se calcula como la diferencia entre el valor de referencia y el precio de mercado, y su principal ventaja es que el mercado *spot* adquiere una mayor importancia en el suministro de señales de precios, con el fin de proveer información a los inversionistas sobre dónde y en qué momento se pueden utilizar las energías renovables para la producción de electricidad. Sin embargo, pueden generar costos adicionales a los productores (Irena *et al.*, 2018).

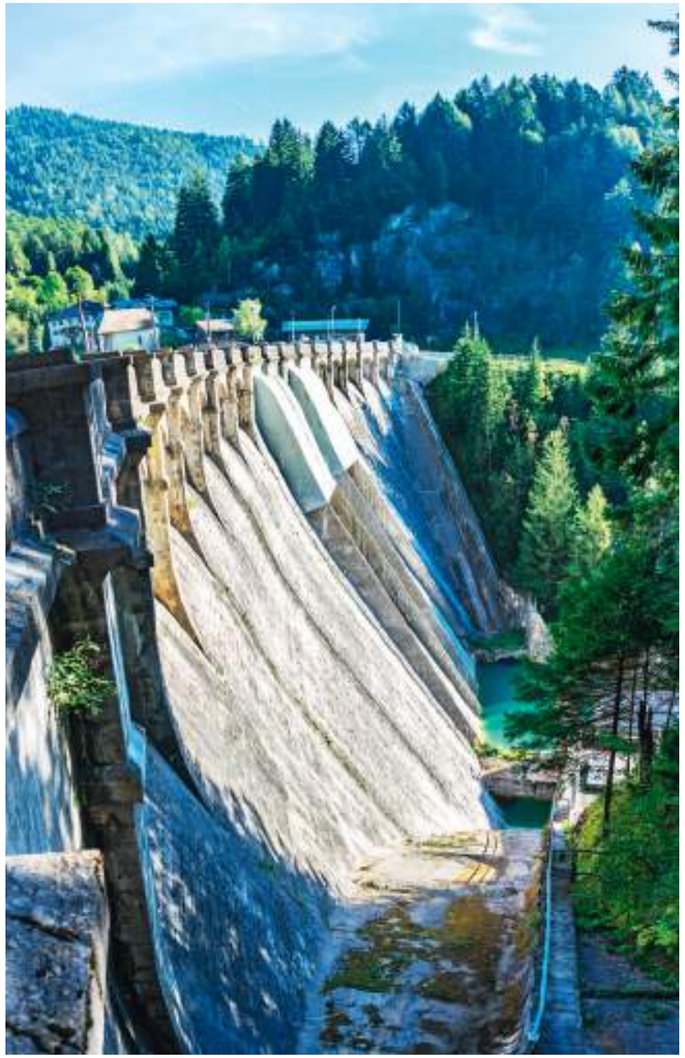
b) Instrumentos competitivos de fijación de precios

- **Subastas[3].** Instrumento mediante el cual el Estado se encarga de licitar, de manera competitiva, la generación de electricidad con energías renovables o dónde las tecnologías de energía renovable son elegibles. El producto

Cuadro 3-1
Clasificación de las políticas de energía renovable

Clasificación		Instrumentos
Políticas regulatorias y de precios	Todos los *stakeholders*	Cuotas y certificados (RPO, RPS, certificados de energía renovable)
	Instalaciones a gran escala	Instrumentos de fijación de precios administrativamente (FIT/FIP)
		Instrumentos de fijación de precios competitivamente (subastas)
	Generación distribuida	Instrumentos de fijación de precios administrativamente (FIT/FIP)
		Net metering/billing
	Energías renovables descentralizadas	Provisiones legales
		Regulación de tarifas
		Políticas de llegada a la red principal
Políticas no regulatorias	Proyectos de todos los tamaños	Incentivos financieros y fiscales
		Programas voluntarios

Fuente: Irena, IEA y REN21 (2018). Elaboración: GPAE-Osinergmin.



Represa de Santa Caterina (Italia). Foto: Shutterstock.

subastado puede tener la capacidad (MW) o la energía (MWh). Las empresas que compiten presentan una oferta con un precio por unidad que les permite realizar el proyecto. Luego, el Estado evalúa las ofertas sobre los criterios establecidos para finalmente firmar un acuerdo de compra con el adjudicatario. Las principales ventajas de las subastas son su flexibilidad y la capacidad de obtener mayor certeza, tanto en el precio como en la cantidad, y en garantizar compromisos y transparencia. Además, reúnen ciertas características de los anteriores mecanismos, como establecer garantías de ingresos estables para las empresas adjudicatarias (similar al mecanismo FIT) y garantizar que el objetivo de la generación mediante energías renovables se cumpla con mayor precisión (similar a los mecanismos RPO, RPS y REC). Sin embargo, existen desventajas relacionadas a los altos costos de transacción de participar del proceso, las que representan barreras potenciales en la oferta; además de retrasos en la construcción cuando se presentan ofertas muy agresivas debido a una subestimación de los costos.

3.1.3. Generación distribuida[4]

Emplea tecnologías de pequeña escala con el fin de producir electricidad cerca de los usuarios finales (Zarei y Zarei, 2012). Este tipo de tecnología proporciona ventajas como la reducción en la congestión y en las pérdidas de las redes de distribución, incremento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, un mayor control de la energía reactiva y regulación de la tensión en la red de distribución (Zeballos y Vignolo, 2000). El desarrollo de la generación distribuida puede darse mediante instrumentos de fijación de precios de manera administrativa y por los mecanismos *Net billing* y *Net metering*, aspectos que serán desarrollados con mayor detalle en el **capítulo 13** del presente libro.

a) Instrumentos administrativos de fijación de precios
Una forma de introducir estos tipos de mecanismos (FIT/FIP) presentados anteriormente, es mediante la imposición de límites al tamaño del proyecto para controlar el ritmo de desarrollo de las energías renovables y los costos generales (Couture *et al.* 2010).

b) Net metering
El mecanismo de medición neta o balance neto utiliza los excedentes producidos por el generador distribuido para luego inyectarlo a la red, lo cual permite obtener un crédito que puede ser empleado para consumos futuros (Rodríguez y Solís, 2018).

c) Net billing
El mecanismo de facturación neta permite que los generadores distribuidos que tienen excedentes puedan vender a la empresa de distribución eléctrica, inyectando estos excedentes a la red (Rodríguez y Solís, 2018).

3.1.4. Energías renovables descentralizadas

Dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) se incluye lograr el acceso universal a la electricidad para 2030 (meta 7.1, objetivo 7[5]), es por ello que muchos países han empleado mecanismos para incrementar el acceso en zonas rurales, buscando soluciones descentralizadas (Irena *et al.*, 2018). Describimos algunas a continuación.

a) Provisiones legales
Los requisitos para los permisos y las licencias a los proveedores de electricidad a pequeña escala deben simplificarse con el fin de equilibrar el costo del cumplimiento con la protección al consumidor (Irena *et al.*, 2018).

b) Regulación de tarifas
La regulación de tarifas tiene una gran influencia en la viabilidad y la sostenibilidad de las miniredes, ya que puede afectar la capacidad de los operadores para establecer las tarifas de los usuarios finales. Los elementos de diseño más usuales para establecer tarifas son los topes arancelarios y las metodologías estandarizadas de cálculo de tarifas. En el caso de los primeros, los operadores pueden aplicar cualquier arancel hasta un tope establecido de acuerdo con las condiciones locales. Las metodologías estandarizadas de cálculo de tarifas (por ejemplo, un enfoque de costo más alto) permiten que los reguladores evalúen y aprueben sistemáticamente las tarifas, y además proporcionan la base para negociaciones breves (Irena, 2016c).

c) Políticas de llegada a la red principal
Este tipo de políticas se utilizan para mitigar los principales riesgos que enfrentan los operadores fuera de la red (*off-grid*) y minired (*mini-grid*), ya que la red principal podría desviar a los clientes e inversiones aisladas, especialmente en los años anteriores en que los activos de la minired estén completamente amortizados. Los planes maestros de la electrificación rural y la información (que incluye el plazo para la extensión de la red y la productividad de la carga) pueden ayudar en la toma de decisiones (Irena *et al.*, 2018).

3.2. POLÍTICAS NO REGULATORIAS

Para promover los RER, también pueden emplearse instrumentos no regulatorios, como los incentivos financieros y fiscales, o los que sirven para alentar la compra voluntaria de electricidad producida por energías renovables.

3.2.1 Incentivos financieros y fiscales

Sirven para mejorar el acceso al capital y reducir los costos financieros y los costos de producción de los proyectos a gran escala. Los incentivos fiscales generalmente se ofrecen en forma de reducciones en ventas, energía, valor agregado, otros impuestos y créditos fiscales a la inversión, o como depreciación acelerada. Su debilidad es la falta de un instrumento que verifique la efectividad de la promoción de la generación de electricidad mediante RER no convencional (Irena *et al.*, 2018).

3.2.2 Programas voluntarios

Incluyen programas de información destinados a concientizar sobre los beneficios de la generación con energías renovables (desarrollo económico local, reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero, mejora en la calidad del aire), programas comunitarios y el empleo de tecnología limpia dentro de la cadena de suministro. Los programas comunitarios permiten a los consumidores comprar una parte de un proyecto de energía renovable. Por otro lado, los programas voluntarios también pueden contribuir con la expansión de la generación distribuida mediante la suma de proyectos pequeños con el fin de reducir costos de los sistemas individuales (Irena *et al.*, 2018). En el **cuadro 3-2** se presentan las fortalezas y limitaciones de los diferentes mecanismos descritos anteriormente.

Cuadro 3-2
Fortalezas y limitaciones de los instrumentos de promoción

Tipos	Mecanismo(s)	Fortalezas	Limitaciones
Políticas regulatorias y de precios	Cuotas y obligaciones (RPS, RPO)	Ayudan a cumplir los objetivos, pueden asignar a una entidad responsable.	Requieren medidas de monitoreo, cumplimiento y un sistema para penalizar el déficit.
	Certificados (REC)	Pueden proporcionar ingresos adicionales a los generadores.	Requieren mecanismos de cumplimiento y ejecución.
	Mecanismo de tarifas (FIT)	Es útil tanto para proyectos a gran escala como pequeña escala. Permite cubrirse de la volatilidad de los precios mediante la imposición de un precio fijo en el suministro de electricidad.	Complejidad en la fijación y en el ajuste de tarifas, especialmente cuando las estructuras de costos cambian dinámicamente.
	Sistema de prima	Permite la integración del mercado de las energías renovables. Proporciona incentivos para producir electricidad cuando el suministro es bajo.	Riesgo para los generadores cuando el precio del mercado es bajo y riesgo de ganancias inesperadas cuando el precio de mercado es alto.
	Subastas	Flexiblidad en el diseño y mayor capacidad de obtener precios reales.	Riesgo de sacar del mercado a los pequeños jugadores.
	Net metering/Net billing	Pueden ofrecer ahorros tanto al consumidor como al sistema en su conjunto. Ayudan a reducir las pérdidas en la transmisión, distribución, la congestión y la demanda máxima del sistema.	Riesgo de que las tarifas minoristas no reflejen con precisión el precio real en cada periodo de tiempo.
Políticas no regulatorias	Incentivos financieros	Aumenta el acceso a la tecnología, mejora el acceso al capital.	Los niveles de apoyo pueden estar sujetos a cambios debido a modificaciones en las prioridades políticas. No siempre se relaciona con la cantidad de producción de electricidad.
	Programas voluntarios	Permite la implementación sin costo adicional involuntario para el Estado o los consumidores.	Requieren programas de sensibilización.

Fuente y elaboración: Irena, IEA y REN21 (2018).

Familia haciendo uso de energía producida a base de recursos energéticos renovables (Puno). Foto: Ergon Perú.

04 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

Este capítulo aborda las características y ventajas de los sistemas basados en la energía solar fotovoltaica que no se encuentran conectados a la red eléctrica.

Paneles solares en la aldea los Uros (Puno). Foto: Shutterstock.

CAPÍTULO 4

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

Los sistemas fotovoltaicos generan pocos residuos a comparación de otros sistemas. Además de beneficiar a la población brindando acceso al suministro eléctrico, contribuyen a mitigar el cambio climático. Por otro lado, la reducción en el costo de fabricación de paneles solares ha convertido a esta fuente de energía en cada vez más competitiva.

4.1. DEFINICIÓN

Como indica la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena, por sus siglas en inglés)[1], el Sol es una fuente inagotable de energía que puede aprovecharse, incluso, en época de niebla. No obstante, la energía solar presenta retos como la indisponibilidad que, en un contexto de integración a la red, puede gestionarse mediante el uso de fuentes complementarias como la energía hidroeléctrica. Cabe precisar que en este capítulo abordaremos los sistemas que, por el contrario, no se encuentran conectados a la red.

La energía solar fotovoltaica utiliza células fotoeléctricas conectadas dentro de un gabinete llamado panel fotovoltaico, que se pueden conectar con otros, aumentando la potencia de salida al sumar la potencia de cada panel individual. Existen tres tipos de conexión entre paneles: en serie, en paralelo o mixta (ver **ilustración 4-1**).

De acuerdo con Pasos, Alarcón y Dalaison (2018), un sistema fotovoltaico es el conjunto de paneles fotovoltaicos y dispositivos que

El Sol es una fuente inagotable de energía que puede aprovecharse, incluso, en época de niebla. No obstante, la energía solar presenta retos como la indisponibilidad.

permite generar electricidad a partir de la energía solar y puede clasificarse en dos tipos: con y sin conexión a una red eléctrica (ver **ilustración 4-2**).

4.1.1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (en inglés, on-grid)

Es una modalidad que permite a los usuarios conectados a la red utilizar los paneles como fuente complementaria; es decir, autoabastecerse de energía eléctrica y reducir así la energía demandada de la red. Dependiendo de la regulación existente, esto se puede traducir en una disminución de la facturación o en la venta de energía si se permite la reinyección de excedentes en la red.

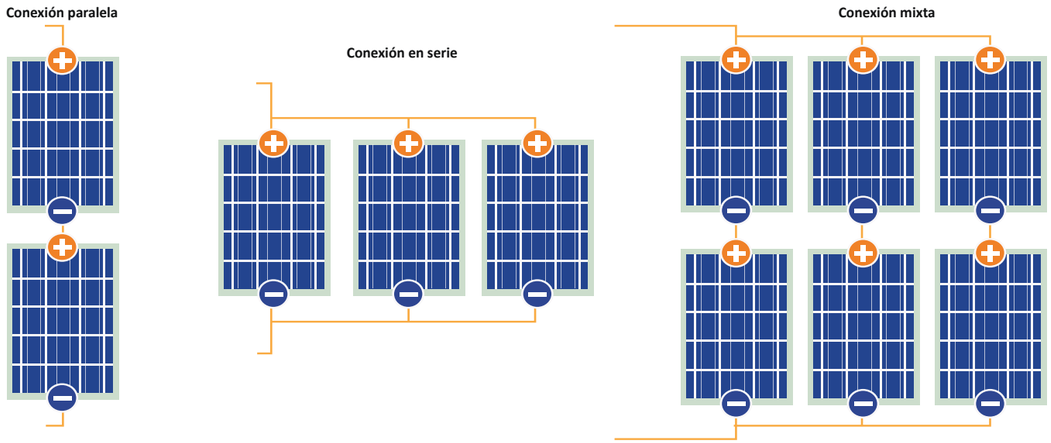
4.1.2. Sistemas fotovoltaicos sin conexión a una red eléctrica (en inglés, off-grid)

Se utiliza en zonas remotas o geográficamente aisladas donde no existe red eléctrica pública. A pesar de que, al depender de la energía solar, solo provee energía por unas pocas horas y requiere baterías para asegurar un suministro continuo de electricidad, se ha convertido en la principal forma de llevar energía eléctrica a zonas donde existe alto potencial solar, pero el número reducido de viviendas y/o su dispersión ocasiona que no puedan aprovecharse las economías de densidad propias de los servicios públicos que se proveen por redes. En Perú, este tipo de sistemas corresponde a aquellos usuarios que no se encuentran conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Los sistemas fotovoltaicos sin conexión a una red eléctrica se dividen en:

a) Minired solar fotovoltaica. Red pequeña de instalaciones fotovoltaicas (en serie, paralelo o mixtas) que permite dar suministro eléctrico a una cantidad determinada de usuarios que se encuentran en un lugar aislado de la red eléctrica convencional.

b) Sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA). Permiten proveer electricidad a un solo tipo de usuario (vivienda, entidad de salud, escuela) de forma aislada. El presente capítulo desarrollará solo este tipo de sistemas debido a su uso extendido en nuestro país.

Ilustración 4-1
Tipos de conexión entre paneles



Fuente y elaboración: Pasos, Alarcón y Dalaison (2018).

4.2. ELEMENTOS

Los SFA contienen los siguientes elementos (ver **ilustración 4-3**):

- **Paneles fotovoltaicos.** Son dispositivos planos en los que las células fotovoltaicas están montadas mecánicamente y conectadas de manera eléctrica, lo que provoca mayor conversión de la luz solar en electricidad. Existen varios tipos, que se pueden diferenciar por el tipo y la cantidad de células o de arreglo. Los paneles fotovoltaicos de células de silicio son los más difundidos debido a su eficiencia. De acuerdo con Pasos *et al.* (2018), los fabricantes garantizan un ciclo de vida de 25 años aproximadamente. La potencia mínima de un panel fotovoltaico se mide en Wp (Watt-peak, pico de vatio).

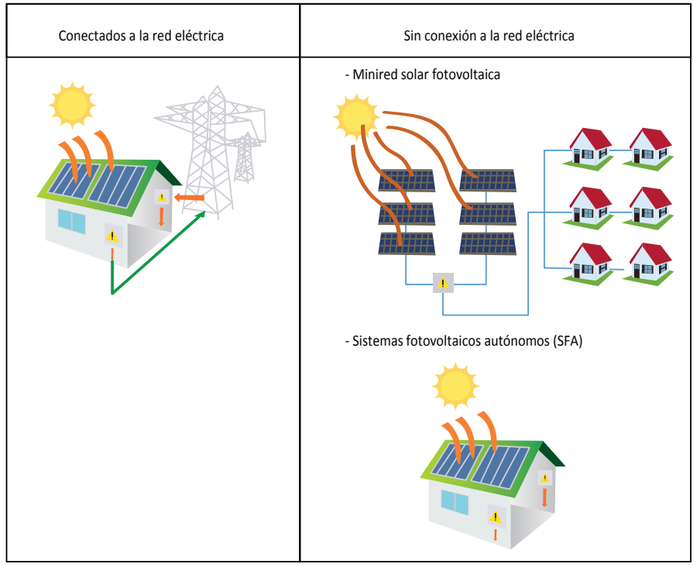
- **Baterías.** Las baterías utilizadas en los SFA son de ciclo profundo, capaces de soportar profundas descargas y tienen un ciclo de vida considerable. Generalmente se recomienda el uso de baterías de ion-litio, pues se cargan rápido y tienen más capacidad de almacenamiento si se les compara con otros tipos de batería. Los SFA usan la batería como una forma de guardar la energía generada, lo que asegura autonomía eléctrica aún en periodos sin luz solar. Cabe precisar que, en algunos casos, los SFA pueden no tener baterías.

Los sistemas foltovoltaicos están conformados por paneles, un controlador de carga, un conversor y a veces incluyen baterías.

- **Controlador de carga.** Es un artículo de seguridad esencial que regula la carga de la batería, asegurando que no ocurra sobrecarga, con lo que se evitan perjuicios a los usuarios y la reducción del ciclo de vida del sistema. Cabe mencionar que el controlador de carga solamente es necesario si el SFA tiene baterías, de lo contrario, el arreglo de paneles se puede conectar directamente al conversor.

- **Conversor.** Asegura que la energía fotovoltaica generada se pueda usar de la misma manera que la energía de la red, transformando la corriente continua (en inglés, *direct current*, DC), generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (en inglés, *alternating current*, AC). Su ciclo de vida es de aproximadamente 10 años. Los conversores de SFA tienen diferentes configuraciones eléctricas y no siempre son necesarios. Si los equipos utilizados en la instalación

Ilustración 4-2
Tipos de sistemas fotovoltaicos



Fuente: Pasos *et al.* (2018). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

que suplen el sistema están alimentados con un voltaje de DC bajo (normalmente de 12 a 48 voltios), se pueden cargar directamente con las baterías o con el arreglo de paneles.

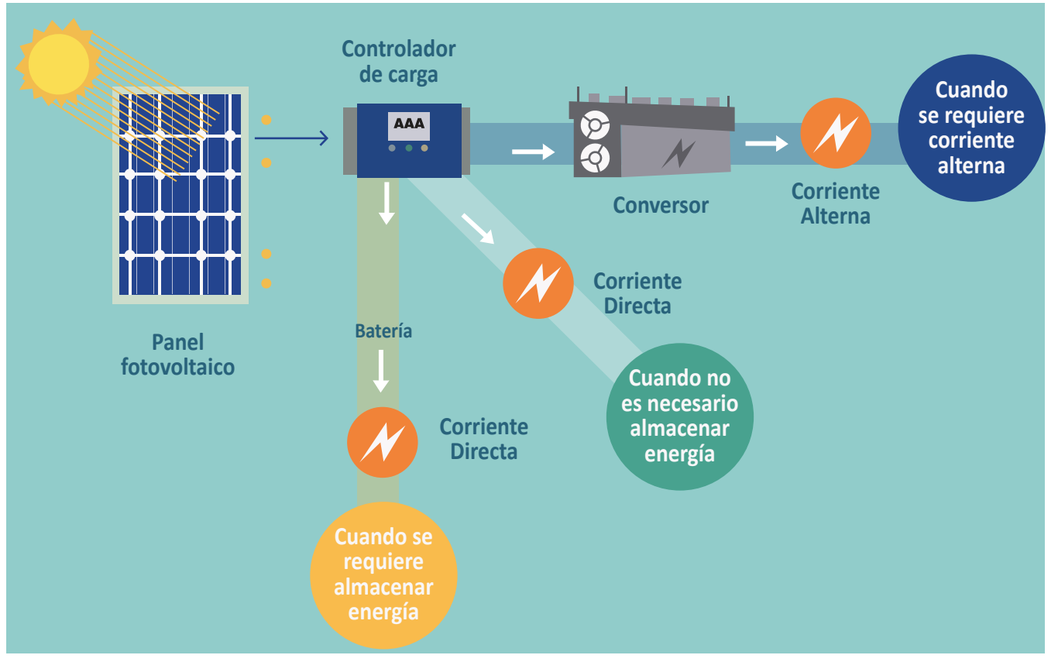
Cabe recordar que el mantenimiento de los SFA es fundamental para garantizar el rendimiento y durabilidad durante su vida útil (ver **cuadro 4-1**). Las actividades específicas, como reposición o solución de roturas, deben ser realizadas por personal calificado.

Cuadro 4-1
Ciclo de vida de los principales elementos del SFA

Elementos del SFA		Ciclo de vida (años)
Panel fotovoltaico		25 - 30
Conversor		5 - 15
Baterías	Plomo-ácido	3 - 5
	Ion-litio	8 - 10
Controlador de carga		10 - 15

Fuente: Passos *et al.* (2018). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ilustración 4-3
Elementos del SFA



Fuente y elaboración: Pasos *et al.* (2018).

Finalmente, dado que los SFA se componen de muchos elementos con diferentes ciclos de vida, es importante tener en cuenta que en algún momento deben ser reemplazados con la finalidad de garantizar el suministro eléctrico.

En algunos países existen empresas que reciclan paneles fotovoltaicos debido a que sus principales elementos son el metal y el vidrio. Si esto no fuera posible, se recomienda su disposición cuidadosa debido a que sus elementos pueden resultar dañinos para el ambiente, siendo algunos clasificados como residuos peligrosos.

4.3. VENTAJAS

Como hemos mencionado, los SFA permiten producir electricidad en sitios apartados o en donde los sistemas convencionales de red no tienen cobertura suficiente. En tal sentido, los SFA pueden ser entendidos como soluciones permanentes o temporales hasta que los hogares sean conectados a la red pública de electricidad. Así, de acuerdo con Pasos *et al.* (2018), los SFA proveen los beneficios que a continuación se reseñan:

Sistema fotovoltaico autónomo en una aldea (Tailandia). Foto: Shutterstock.

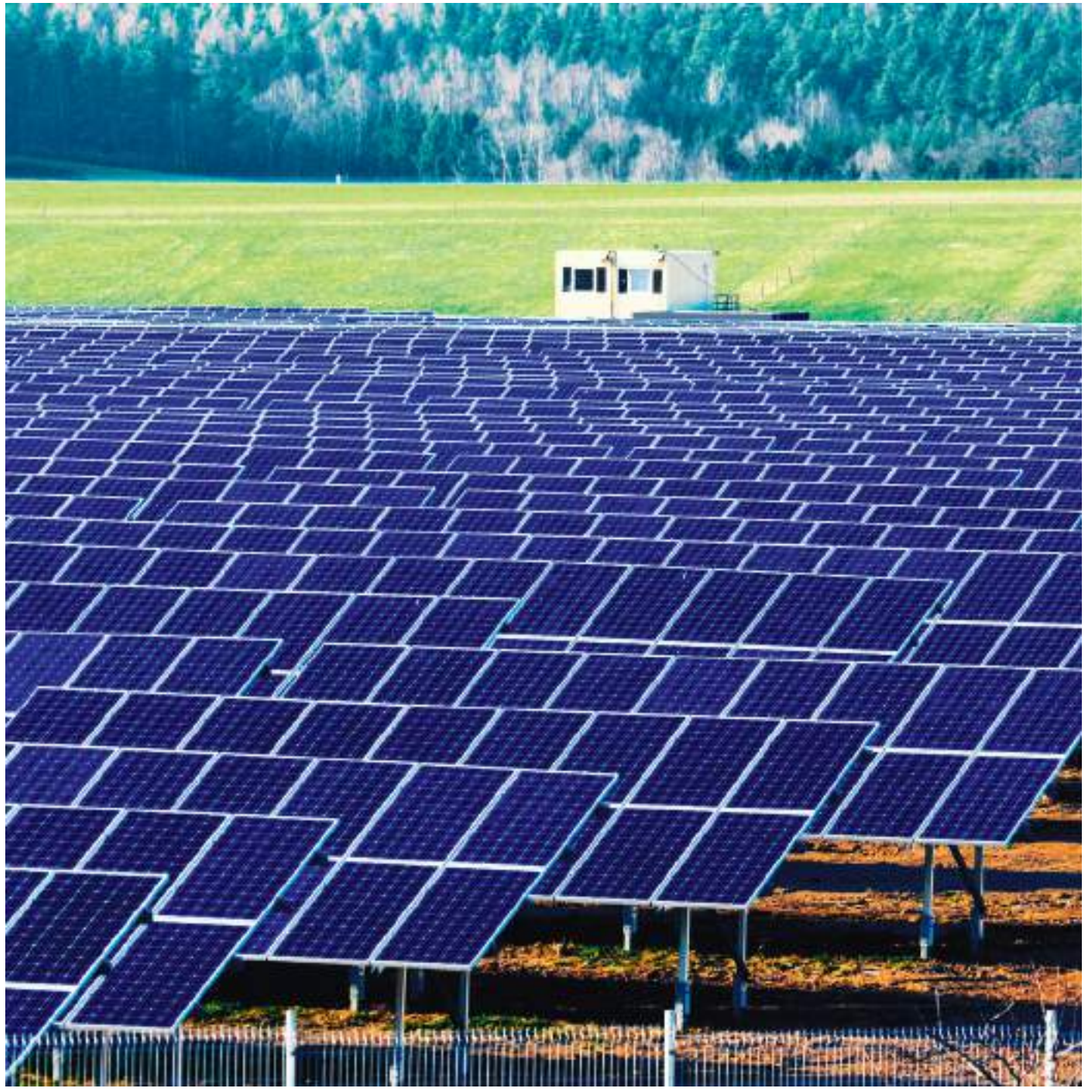
- **Económicos.** Según Nemet (2006), el costo de los sistemas fotovoltaicos se redujo 10 veces durante la última década, más que cualquier otra tecnología durante el mismo periodo. La reducción de los costos de los paneles solares se debe al progreso tecnológico, la producción en masa, el desarrollo de la cadena de suministro local, los menores costos financieros y la creciente madurez del sector. En el caso de las baterías, el avance tecnológico ha permitido mejorar los tipos de baterías y aumentar su capacidad de almacenamiento, lo cual ha hecho la inversión más rentable. Asimismo, en caso los SFA se instalen como complemento de una red eléctrica, el excedente de energía producido por el SFA es reinyectado a la red eléctrica y vendido al sistema público o utilizado para obtener créditos de energía. Así, la energía exportada se registra con un medidor bidireccional que consigna cuándo se consume energía y cuándo se exporta.
- **Cambio climático.** La energía solar fotovoltaica es una de las principales medidas de mitigación del cambio climático, ya que su uso reduce la cantidad de gases de efecto invernadero en el ambiente.
- **Fácil instalación.** Los SFA pueden implementarse de manera fácil y rápida, pues solo requieren la instalación de equipos.

II ESTADO ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Central hidroeléctrica en el río Yeniséi (Rusia). Foto: Shutterstock.

05 ESTADO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO

En el presente capítulo se describe la situación de las energías renovables en el mundo, presentando la potencia instalada y la generación eléctrica con este tipo de tecnologías para resaltar el importante avance que han tenido en los últimos años, como consecuencia de la preocupación por el ambiente. Asimismo, se revisa la tendencia en costos y mecanismos de promoción.



Central solar en Sajonia (Alemania). Foto: Shutterstock.

CAPÍTULO 5

ESTADO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO

El calentamiento global ha impuesto un reto al planeta: emprender acciones para mitigar los efectos de este fenómeno que impacta en menor o mayor medida a todos los países. Por ese motivo, muchas economías han iniciado un proceso de descarbonización que incluye, entre otros, el cierre de centrales de generación eléctrica basadas en carbón o diésel, y la construcción de centrales basadas en recursos energéticos renovables. Como veremos en este capítulo, la transición tecnológica se ha traducido en una mayor penetración de la energía producida con RER en el mundo, y una disminución en el costo de la energía, pues la mayor investigación en este ámbito ha permitido que sean más rentables y eficientes.

5.1. DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL MUNDO

La Primera Revolución Industrial permitió que el mundo diera un salto tecnológico que cambió las relaciones entre las personas y los recursos de los cuales disponían para realizar sus actividades. Así, el empleo de máquinas a vapor o la energía potencial del agua fueron cruciales para el aumento de la productividad de la mano de obra. Sin embargo, dichas máquinas se convertirían en las precursoras de las primeras generadoras eléctricas, elemento característico dentro de la Segunda Revolución Industrial, que ya no seguía una tendencia netamente técnica sino científica y comercial, despertando el interés de los inversionistas que buscaban incursionar en la generación eléctrica (Rubio, 2012).

Si bien las primeras centrales de generación eléctrica fueron de tipo renovable, como las hidroeléctricas, la demanda llevó a la necesidad de inventar las primeras generadoras a base de recursos no renovables -petróleo, carbón y, en la actualidad, gas natural- (Oviedo-Salazar, Badii, Guillen y Serrato, 2015). El uso desmesurado de estos recursos poco a poco condujo a la escasez, suscitándose crisis energéticas que han dado la alerta de la llega-

El empleo de máquinas a vapor o la energía potencial del agua fueron cruciales para el aumento de la productividad de la mano de obra.

da al "pico del petróleo", un punto de máxima producción, un detonante para una eventual crisis económica (Vega, 2013). Esto se debe a que sin una red confiable y sostenible de suministro eléctrico se incrementarían los costos de producción de las manufactureras haciendo más cara la vida del consumidor.

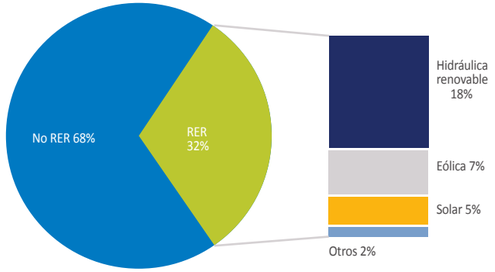
Asimismo, el impacto ambiental a consecuencia del uso de recursos fósiles, avizora un panorama incierto sobre la sostenibilidad del planeta y, en consecuencia, pone en jaque la vida en el mismo. Esta preocupación se ha materializado en la firma de tratados internacionales como el Protocolo de Kioto (1997) y el Acuerdo de París (2016), que buscan paliar la grave situación del ambiente. El tema se ha considerado como uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, denominado ODS N° 7: Energía Asequible y No Contaminante[1].

5.1.1. Participación de generadoras RER en el mundo

En 2015, las generadoras con recursos energéticos renovables (RER) llegaron a representar el 23% de la potencia instalada total, 5% por encima de lo registrado en el año 2000. Sobre todo debido al aumento de producción de las generadoras RER no convencionales, tales como las solares, las eólicas y otras, que en ese año representaban un 7% del total.

Según la base de datos de la Agencia Central de Inteligencia (CIA, por sus siglas en inglés)[2] e información propia de Irena (International Renewable Energy Agency) RE Statistics Query tool[3], a 2016 la participación de los RER dentro de la matriz energética representó cerca de la tercera parte de los 6386 GW de potencia instalada en el mundo (32%). Dentro de este tipo de tecnologías se encuentran las hidráulicas con un 18% (1126 GW), sin incluir las centrales de almacenamiento por bombeo (*pumped storage*), e independientemente de la capacidad, por lo cual abarcan también las minihidroeléctricas. Las plantas eólicas han alcanzado un nivel de participación del 7% del total con 467 GW, mientras que las solares han tenido un 5% (297 GW) de la potencia total. Asimismo, en el 2% restante de los otros tipos de tecnologías se encuentran las que utilizan biomasa (105GW), tanto los biocombustibles sólidos (el bagazo, los residuos municipales renovables y otros); además de los biocombustibles líquidos y el biogás. En menor tamaño están las centrales geotérmicas (12GW) y las generadoras marítimas (5GW): mareomotriz, undimotriz y maremotérmica.

Gráfico 5-1
Participación de tipo de generadoras por potencia instalada en el mundo a 2016



Fuentes: CIA e Irena. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

5.2. POTENCIA INSTALADA

Entre las metas establecidas en el párrafo 1 del Artículo 2 del Acuerdo de París (2015), se encuentra: "Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático". Una de las medidas más importantes para lograr dicho objetivo es promover y facilitar el desarrollo de centrales eléctricas que utilicen recursos renovables y que, a la vez, sea una industria atractiva para los inversionistas.

5.2.1. Evolución de la potencia instalada de generadoras tipo RER

Según un artículo de la secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), la capacidad total de generación de energía renovable del mundo alcanzó los 2351 GW a finales de 2018, un 8% más que en 2017. La energía hidroeléctrica apenas aumentó en 2% en el mismo periodo, teniendo una potencia instalada de 1172 GW, debido a la falta de nuevos proyectos de gran relevancia. Las energías solar y eólica alcanzaron los aumentos más significativos, con capacidades de 564GW (+24%) y 480 GW (+10%), respectivamente, gracias al incremento del número de plantas para ambas tecnologías. Otras energías renovables que aportaron en 2018 fueron: 121 GW de biomasa (+5%), 13 GW (+4%) de energía geotérmica y 500 MW (+0.4%) de energía marítima (mareomotriz, undimotriz y oceánica)[4]. Dichas cifras coinciden con lo reportado por Irena.

5.2.2. Participación de generadoras tipo RER por potencia instalada

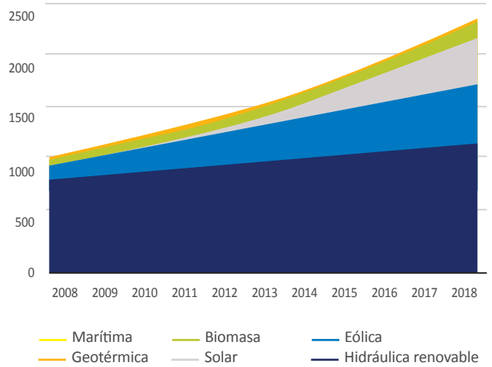
Para 2018, la capacidad de las generadoras hidroeléctricas representó el 48% del total mundial, debido a que esta tecnología se caracteriza por plantas de gran almacenaje, mientras que las eólicas y solares, para el mismo periodo, representaron cerca de un cuarto de la capacidad total cada una, con porcentajes de 23% y 20%, respectivamente. El 9% restante estuvo conformado por las tecnologías que, pese a contar con potencial, aún no son usadas con tanta intensidad como las primeras. Dentro de ellas están la biomasa, que según Irena abarca los biocombustibles sólidos con 4.72% (el bagazo, los residuos sólidos municipales y otros residuos sólidos), líquidos con 3.90% y biogás con 0.10% (concentran casi por completo ese porcentaje) y las centrales geotérmicas y marítimas con menos del 1% cada una.

5.2.3. Principales plantas de generación eléctrica tipo RER por potencia instalada en el mundo

China posee algunas de las plantas de tipo RER con mayor capacidad del planeta. Figuran la planta solar de Tengger Desert Solar Park en Zhongwei, Ningxia, con una capacidad máxima de 1547 MW[5]; el proyecto eólico Gansu Wind Farm, que para 2015 poseía 7965 MW (se planea que alcance los 20 000 MW para 2020); y la planta hidroeléctrica Tres Gargantas, la más grande en expansión y en potencia instalada con 22 500 MW[6], aunque en segundo lugar en cuanto a producción, ya que la represa de Itaipú sobre el río Paraná (Paraguay-Brasil) cuenta con una producción de 103.1 millones de MWh a 2016[7], 4.3 millones de MWh más que la central asiática.

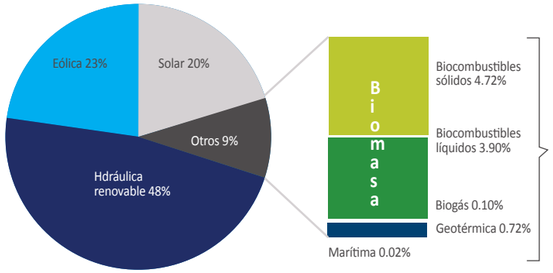
Finlandia es el país que más utilizó biomasa como fuente energética, mientras que Reino Unido posee la planta de mayor potencia: Ironbridge, localizada en Severn Gorge, con 740 MW. Cabe mencionar que en este tipo de tecnologías se incluyen biocombustibles líquidos y biogás, además de la leña[8]. Por el lado de la energía marítima, existen plantas que datan de la década de 1960, como La Rance en Francia, con una capacidad de 240 MW, y

Gráfico 5-2
Potencia instalada (GW) de generadoras tipo RER en el mundo por tecnología (2008 - 2018)



Fuente: Irena. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-3
Participación de la potencia instalada (MW) de generadoras tipo RER en el mundo por tecnología (2018)



Fuente: Irena. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

otras más modernas como la de Sihwa Lake en Corea del Sur, que posee una capacidad de 254 MW. El problema con esta tecnología (en sus diferentes tipos) son los altos niveles de inversión y, por ende, los largos plazos de amortizaciones, lo cual es poco atractivo para los inversionistas. Las generadoras geotérmicas han añadido de 313 MW de potencia instalada a la matriz energética del mundo durante 2015, con el complejo Geotérmico The Geysers (San Francisco-California) como el más importante, al poseer 1808 MW de capacidad[9].

5.3. GENERACIÓN ELÉCTRICA

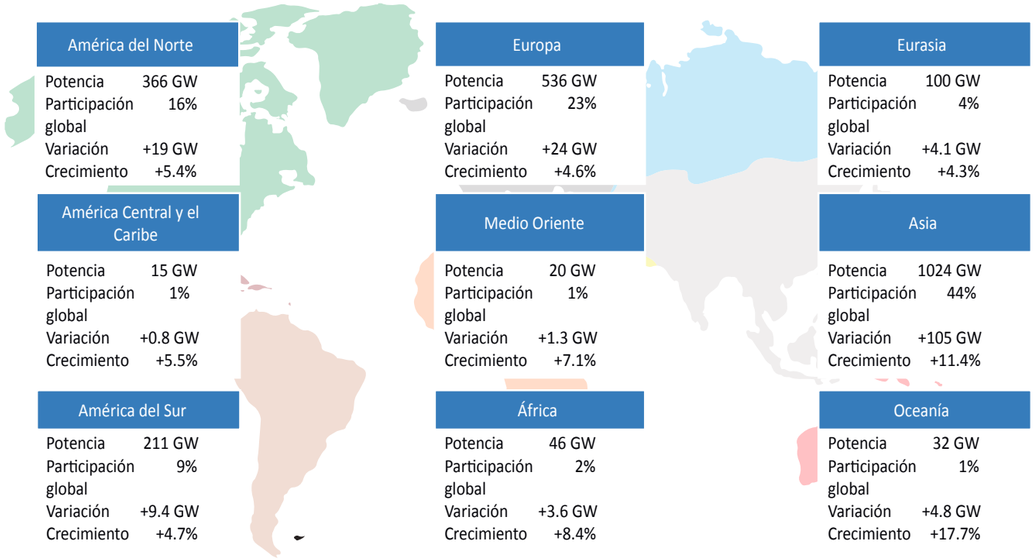
Si bien la potencia instalada es un indicador para determinar la magnitud de una central eléctrica, no es la más adecuada para realizar comparaciones con respecto a la generación efectiva de electricidad. Esto se debe a que dicha capacidad refleja la producción que podría tener la central en condiciones óptimas. Sin embargo, no es posible asegurar la disponibilidad del recurso totalmente para la generación eléctrica, pues tiene características intermitentes o está expuesta a eventualidades que podrían detener la producción de electricidad. Por este motivo, hablar en términos de generación eléctrica permite analizar la relevancia que tiene una central en una zona o región, teniendo en cuenta lo que realmente aporta por concepto de energía.

5.3.1. Evolución de la generación eléctrica de generadoras tipo RER

En 2017, la generación eléctrica ha tenido la misma tendencia que la potencia instalada, con un incremento total del 5% con respecto a 2016. En particular, la generación de las centrales hidroeléctricas ha presentado una leve disminución (-0.3%), llegando a 6191 TWh de producción anual, mientras que las centrales solares han tenido un mayor crecimiento frente a 2016 (+33%), alcanzando una generación de 437 TWh.

Las centrales eólicas alcanzaron una generación de 1134 TWh en 2017 (+18%). Por último, se observó un crecimiento constante en los últimos años en las centrales de biomasa, geotérmicas y marítimas, que a 2017 fueron de 6%, 4% y 2%, respectivamente. Se están realizando estudios de estas dos últimas para los potenciales que tendrían en distintas partes del planeta, así como avanzando en el desarrollo de nueva tecnología que impulse esta clase de generadoras y permita una independencia de los combustibles fósiles (ver **gráfico 5-4**).

Ilustración 5-1
Mapa de potencia instalada por regiones (2018)



Fuente: Irena. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

5.3.2. Participación de generadoras tipo RER por producción

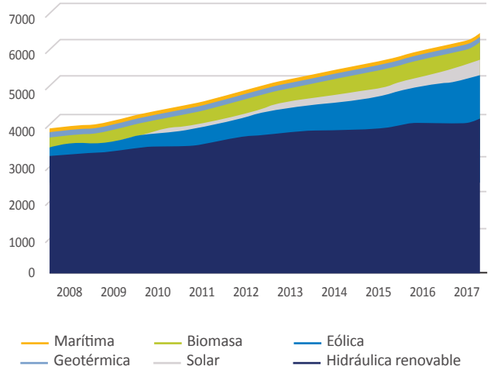
El factor de planta determina, en cierta forma, el nivel de eficiencia de un tipo de tecnología, y define la diferencia entre lo que debería producir una central de generación y lo que produce realmente. Para Dammert, García y Molinelli (2010), el factor de planta (*capacity factor*) es "un indicador del uso de la capacidad efectiva de una central de generación, definido como la ratio de la producción promedio en un periodo entre la potencia efectiva (potencia real) de la central".

Así, mientras que las centrales hidroeléctricas representaron la mitad del total en cuanto a potencia instalada, la generación eléctrica abarcó casi las dos terceras partes del total (65.2%). La cuarta parte fue abastecida por la energía eléctrica generada por las centrales eólicas (18.3%) y solares (7.1%). El restante 9.4% representó a las generadoras a base de la biomasa (8%), las centrales geotérmicas (1.4%) y, finalmente, la tecnología marítima con menos del 1%.

5.3.3. Generación eléctrica por regiones

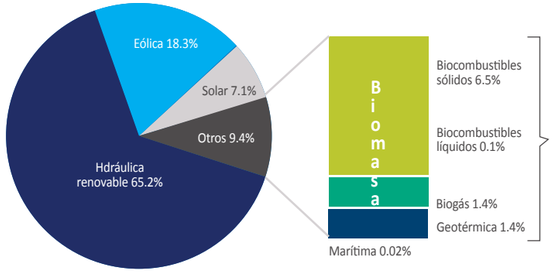
Asia produce poco más de la tercera parte de generación eléctrica de tipo RER (39%). Esto se debe, en gran medida, a que posee las principales centrales hidroeléctricas, como Tres Gargantas (China – Hubei - Yichang), con una producción anual de 93.5 TWh, y Xiluodo, situada en el curso del río Jinsha, afluente del río Yangtze, con 52.2 TWh. Las generadoras de este tipo son las que aportan, en promedio, las dos terceras partes de la generación total de cada región (66%)[10].

Gráfico 5-4
Evolución de la generación eléctrica (TWh) de generadoras tipo RER en el mundo por tecnología (2008-2018)



Fuente: Irena. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-5
Participación de la generación eléctrica (Twh) de generadoras tipo RER en el mundo por tecnología (2018)



Fuente: Irena. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El valor restante se distribuye entre las generadoras solares y eólicas. Sobre las primeras, las regiones que más han generado a base de la energía solar, con paneles fotovoltaicos y receptor de energía solar térmica, son Asia con el 48% del total de energía solar, y Europa con un 28%. Por otro lado, Asia y Europa manejan el 34.7% de la producción eólica cada una, seguidas de Norteamérica con un 26.1%.

En referencia a las generadoras que utilizan la biomasa, Europa lideró el sector con 37.9%, mientras que Asia alcanzó un 30%. Por otro lado, Norteamérica y Asia produjeron más de la mitad de la energía eléctrica, con un 29% y 30%, respectivamente. Por último, casi la totalidad de la energía marítima proviene tanto del continente asiático (48%), con su principal representante Corea del Sur, y de Europa, con Francia (51%).

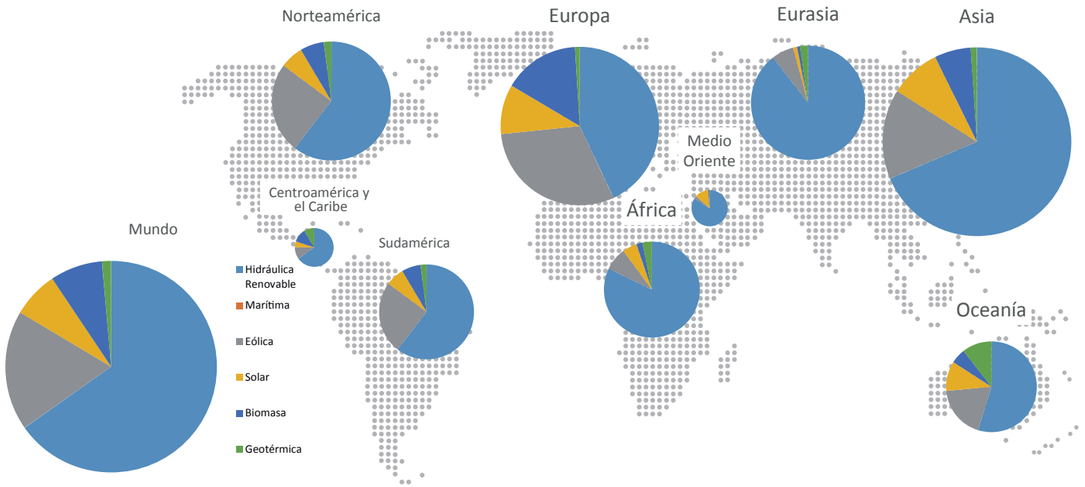
5.4. TENDENCIAS EN COSTOS

La crítica a las inversiones en generadoras de tipo renovables se basa en que los costos aún no son competitivos para realizar operaciones dentro del sector energético. Sin embargo, en los últimos años se ha evidenciado una disminución de los precios de los equipos solares y eólicos que ha hecho que estas inversiones se disparen hasta ocupar gran parte del crecimiento de los RER. La misma tendencia ha sucedido en otros tipos de tecnologías, como las que hacen uso de la biomasa, la geotérmica y la marítima. Aunque la reducción de sus costos es de menor intensidad, se prevé que para 2050 ya compitan de igual a igual con las más eficientes.

5.4.1. Costos de generadoras renovables

El **cuadro 5-1** recoge la data de Irena (2019b) sobre los costos de producción de electricidad y permite observar la variación de los costos que han tenido las tecnologías tipo RER de 2017 a 2018 en todo el mundo. En promedio, todas han disminuido en 11%, siendo las solares térmicas las que cuentan con una mayor reducción: 26% menos que el año anterior.

Ilustración 5-2
Participación de la generación de tipo RER por regiones (2017)



Fuente: Irena (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cabe mencionar que la tecnología marítima aún no se considera en el reporte de Irena, debido a que todavía no tiene costos competitivos con respecto a las demás tecnologías, pero por el potencial en sus diversos subtipos se espera que los desarrollos tecnológicos apoyen su crecimiento en un futuro no lejano (Ocean Energy Systems e International Energy Agency, 2015).

5.4.2. Desarrollo eficiente de tecnologías RER: evolución del Costo Nivelado por Energía

La metodología Costo Nivelado por Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) es una herramienta muy usada para comparar tecnologías de generación renovable.

Así, como puede verse en el **gráfico 5-6**, las tecnologías que hacen uso de la biomasa, las geotérmicas, las hidroeléctricas y las eólicas (*onshore* y *offshore*), contaban para 2010 con un LCOE en el rango del costo de generación eléctrica a base de combustibles fósiles, haciéndolos igual de competitivos. Dicho rango se encuentra en USD, y varía entre USD 0.049

Presa Englebright en Sierra Nevada (California). Foto: Shutterstock.

Cuadro 5-1
Costo promedio ponderado global de electricidad (USD/kWh), 2017-2018

Tecnología	Eólica on-shore	Eólica off-shore	Solar fotovoltaica	Solar térmica	Hidráulica	Geotérmica	Biomasa	Variación promedio a 2018
2017	0.064	0.127	0.097	0.250	0.055	0.073	0.071	-11%
2018	0.055	0.126	0.085	0.186	0.048	0.072	0.061	
Variación en el costo total 2017-2018	-14%	-1%	-12%	-26%	-13%	-1%	-14%	

Fuente: Irena (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 5-1
Levelized Cost of Energy

Las centrales eólicas onshore y offshore han reducido sus costos nivelados por energía. Foto: Shutterstock.

El LCOE refleja el costo del kW por hora en dólares reales (considerando la inflación) en los que se incurriría al instalar y operar una planta de generación en un periodo determinado de tiempo, cuya unidad es USD/kWh. El LCOE entrega los pagos necesarios dada una producción de energía para recuperar la inversión, el costo puede variar según la tecnología y la ubicación del proyecto (García, 2016). Así se puede llegar a su determinación mediante las siguientes formulas, basadas en los apuntes de Hugh Rudnick[11]:

LCOE=(Costo Total Vida Útil)/(Generación Total de Energía) [USD/MWh]

Lo que es igual a: LCOE=(Costo Fijo Anual+Costo Variable Anual)/(Generación Total de Energía) [USD/MWh]

Cuya interpretación sería: "el mínimo valor al cual se puede vender la energía producida de la central, obteniendo un balance neto igual a cero".

y USD 0.174/kWh, expresados a 2018 en términos reales para ambos extremos del periodo (2010-2018).

Sin embargo, las generadoras eólicas *onshore* y *offshore* han reducido sus costos en 35% y 21%, respectivamente, llegando la primera a niveles inferiores al rango con un potencial superior a los 300 MW. Esto no solo se debe a la reducción de los costos de turbinas, sino al mejor rendimiento que las centrales eólicas *onshore* tienen con respecto a las alturas de los centros y las zonas barridas para producir electricidad. Mientras tanto, las generadoras que emplean la biomasa disminuyeron en el periodo 2010-2018 en un 18%, básicamente por el desplazamiento de residuos agrícolas y forestales a la generación eléctrica.

Por el contrario, las hidroeléctricas han tenido un aumento en costos durante el mismo periodo (31%), ya que, si bien anteriomente han operado a costos más bajos que las generadoras que usan combustibles fósiles, en los últimos años han tenido que internalizar costos ambientales y sociales (impactos en la biodiversidad y el cambio en las condiciones de vida de las comunidades de la zona de influencia del proyecto). En la misma línea, las centrales geotérmicas han aumentado su nivel del LCOE en 50%, aunque en diversas partes del mundo resultan ser más eficientes comercialmente que aquellas que usan combustibles fósiles.

Las centrales fotovoltaicas han reducido sus costos hasta en un 77%, llegando a niveles de LCOE por 0.085 USD/kWh, lo cual ha tenido como consecuencia la ejecución de proyectos solares con un potencial mayor a 300 MW en 2018. De igual forma, los costos de las solares térmicas han disminuido en 46%, aunque con margen a ser competitivos a futuro, con una media de 0.185 USD/kWh, un nivel aún por encima del rango.

5.4.3. Costos de instalación vs. factor de planta de RER

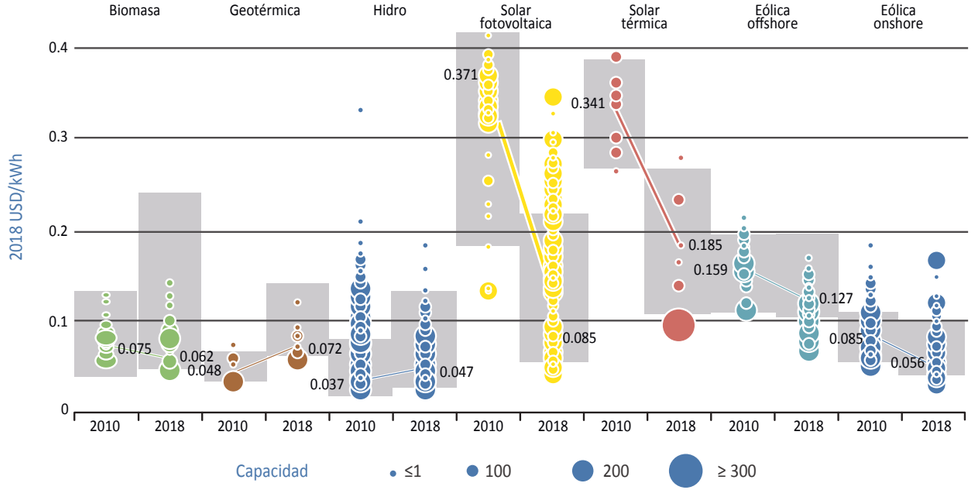
Si bien la metodología de LCOE es la más adecuada, es interesante revisar la evolución de los costos de instalación de los RER y contrastar con el comportamiento del factor de planta para determinar si la reducción de costos es una señal de eficiencia de las tecnologías renovables. Se debe tener en cuenta que una disminución de costos solo es parte del buen panorama que tienen las generadoras RER en el mundo, pues estas deben ir acompañadas de un aumento en el factor de planta (lo que importa es que se vuelvan más confiables, con menos intermitencias y estables).

En el **gráfico 5-10** se aprecia una reducción de 24% en los costos de instalación desde 2010 a 2018, y la tendencia indicaría que en un futuro se acentuaría tal disminución. Paralelamente, el factor de planta ha ido aumentando en cinco puntos porcentuales (p.p.), lo cual es positivo, teniendo en cuenta que dentro de las generadoras de energía renovables existen tecnologías que aún no se desarrollan lo suficiente.

Analizando de forma desagregada, las generadoras que utilizan paneles fotovoltaicos han tenido menores costos de instalación, lo que ha reflejado una disminución promedio del 15% por año de 2010 a 2018. Esto se ha debido a que existen beneficios de la adquisición competitiva para reducir el costo de la electricidad en mercados donde la instalación era cara. Además, ha venido dándose un despliegue de la energía solar fotovoltaica

En los últimos años, las generadoras que utilizan paneles fotovoltaicos han presentado menores costos de instalación.

Gráfico 5-6
LCOE global de tecnologías de RER a escala comercial (2010-2018[12])



Fuente: Irena (2019b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

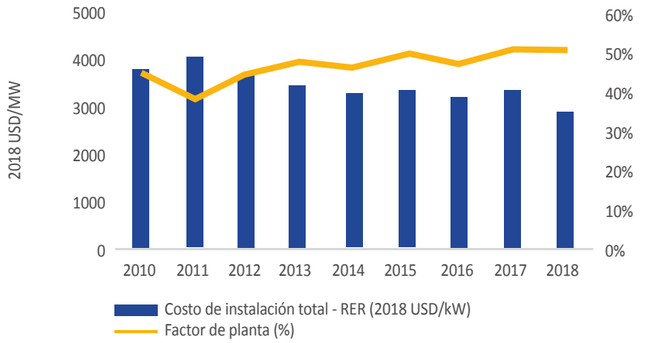
en zonas más soleadas, es decir con un mayor potencial; y, finalmente, los costos de financiamiento se han reducido para esta tecnología. De igual forma, las eólicas *onshore* han tenido una disminución constante en el mismo periodo, aunque con una menor pendiente, pues en promedio han bajado 3% al año.

Esta tendencia a la baja en los costos de instalación se contrapone a la de los costos de las solares térmicas y eólicas *offshore* en cuanto a regularidad, pues presentan variabilidad en los niveles de precios de año a año. La primera tuvo un repunte entre 2014 y 2016, debido a que los proyectos que se desarrollaron fueron de una mayor cantidad de horas de almacenamiento térmico, lo cual conlleva a una subida (Irena, 2018). Se prevé que este tipo de características se irán haciendo más eficientes a medida que avancen los desarrollos tecnológicos, mientras que las plantas *offshore* han dependido del estado del mar en donde se han instalado, por lo que se podría incurrir en costos adicionales de un proyecto a otro.

Según Irena (2018), en Renewable Power Generation Costs 2017, las centrales hidráulicas han tenido hacia 2018 un aumento en sus costos de instalación del 22% con respecto a 2010. La razón sería un desplazamiento a proyectos en lugares menos ideales, alejados de las redes de transmisión o de infraestructura ya existentes. Las centrales geotérmicas siguen manteniéndose con bajo margen de participación y con un nivel de LCOE en alza, lo que no debe ser una señal pesimista, pues esta tecnología es rentable y atractiva en lugares que tengan características adecuadas para desarrollarse frente a generadoras que utilizan combustibles fósiles. Finalmente, las generadoras a base biomasa disminuyeron en 18% en el periodo 2010-2018, mostrando su potencial comercial en lugares que dispongan de forma intensiva los insumos que puedan utilizar, como el bagazo, los residuos municipales, entre otros (Irena, 2018).

Desde 2010, se ha visto una evolución positiva de dicho factor en la mayoría de tecnologías. De estas, la energía solar térmica es la más relevante, con un aumento de 15 puntos porcentuales (p.p.), dando una clara señal de su potencia para las inversiones. Luego se han encontrado las generadoras tipo *onshore*, con un aumento de 7 p.p., esto a causa de mejoras que han tenido los componentes de las aerogeneradoras, cuyas turbinas son de mayor diámetro y pueden ser instaladas a más altura, captando así mayor energía del viento. Las tecnologías restantes han tenido mejoras en el rango de 3 a 6 p.p.; sin embargo, las generadoras geotérmicas han tenido un retroceso de 3p.p., lo cual indica que es necesario desarrollar innovaciones tecnológicas para explotar el potencial en las zonas con mejores condiciones.

Gráfico 5-7
Promedio ponderado global de los costos totales de instalación en USD/MW, 2010 – 2018



Fuente: Irena (2019b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

5.5. TENDENCIAS EN MECANISMOS DE PROMOCIÓN

Las energías renovables están incluidas en los objetivos de organizaciones multinacionales o son apartados importantes dentro de protocolos y acuerdos y, por ello, su promoción y fomento busca que tengan facilidades necesarias para su desarrollo. Las políticas cuyo objetivo es la promoción de los RER, han ido mostrando grandes avances a comparación de 2010. Así, según la International Energy Agency (IEA), los números se han incrementado en cuanto a participación en los procesos de subasta, hasta cuadruplicarse para 2017. Además, las tendencias entre subastas y mecanismos de tarifas fijas se han invertido, demostrando su eficacia al momento de descubrir precios para proyectos renovables. Para que los países elaboren y ejecuten dichos mecanismos, el IEA recomienda seguir los principios que se pueden leer en la **ilustración 5-3**.

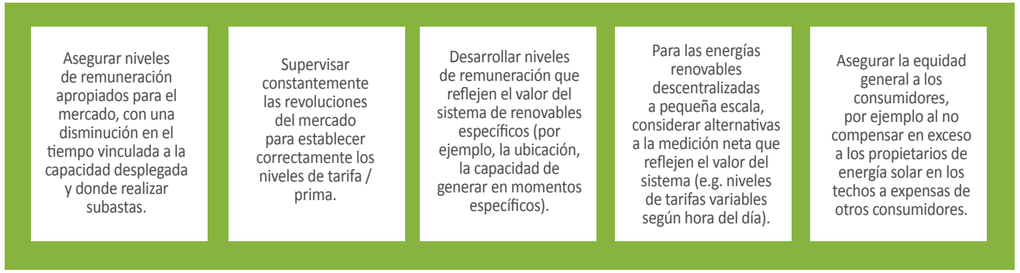
Asimismo, el financiamiento de los proyectos de generadoras disminuye el riesgo que asume el inversionista al momento de participar en la generación eléctrica, haciendo más atractivo el competir. Dicho riesgo se puede relacionar a los altos costos de instalación dependiendo de las tecnologías, o a las condiciones favorables que puedan presentar otras fuentes no convencionales (IEA, 2018).

5.5.1. Experiencias de mecanismos en el mundo

En base a la división que puede encontrarse en el **anexo 2**, se ha revisado algunas de las últimas experiencias alrededor del mundo. Con información basada en el Renewable Energy Policies in a Time of Transition, un trabajo en conjunto de Irena *et al.* (2018), se describen aplicaciones de los mecanismos de promoción para evaluar y cuantificar el impacto económico que han podido tener dentro de los sistemas donde abastecieron energía eléctrica.

La promoción de los RER ha mostrado grandes avances. Foto: Shutterstock.

Ilustración 5-3
Principios para desarrollar mecanismos de soporte financiero a los proyectos RER, según la IEA



Fuente: IEA (2018). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

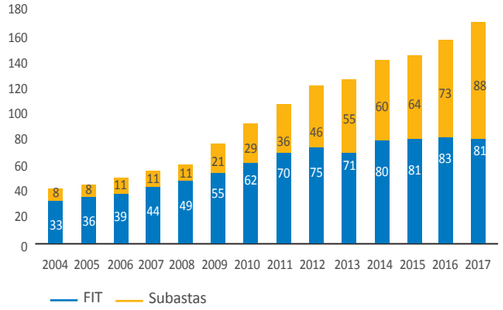
RECUADRO 5-2

Las subastas como mecanismo preferente en la actualidad

La Central Solar Rubí (Moquegua) forma parte de los proyectos de la Tercera Subasta RER. Foto: Osinergmin.

Según el IEA, a 2017, más de 70 países implementaron los mecanismos de subastas y, de ese conjunto, 34 realizaron subastas el año previo, lo cual representa un aumento mayor al 100%[13]. Lo atractivo de este mecanismo es su versatilidad para adaptarse a diversos contextos y promoción de distintas tecnologías. Y al combinarse con otros mecanismos que aseguren a los inversores cierta estabilidad, logra incrementar el bienestar social como consecuencia del desarrollo ecoamigable de la industria eléctrica. Una muestra de ello se puede ver en la evolución de 2004 a 2017 (ver **anexo 1**).

Gráfico 5-8
Evolución de FIT y subastas en el mundo (2004-2017)



Fuentes: Irena, REN21 e IEA (2018). Elaboración: GPAE- Osinergmin.

a) Alfred Adebare realiza una interesante descripción de los resultados de RPO en su artículo Assessment of Renewable Power Purchase Obligations in India[14]

Una evaluación de las Renewable Purchase Obligations (RPO) a nivel estatal de la India encontró que el instrumento no ha sido efectivo. En 2016, las metas de RPO se lograron en solo seis de los 24 Estados, a pesar de que se establecieron en niveles relativamente bajos. Las entidades obligadas no hicieron uso del mecanismo Renewable Energy Certificate (REC) para su cumplimiento, y solo seis Estados informaron haber adquirido REC para cumplir con los objetivos de RPO. El fracaso se debió a la falta de un monitoreo y aplicación del cumplimiento. Además, el mecanismo no permitía la venta entre estados de REC, lo que hizo que pierdan su atractivo. Esto afectó los flujos de efectivo y la inversión correspondiente en los generadores REC.

b) Métodos para determinar el Feed-in Premiums

Según el Council of European Energy Regulators (2016), las *Feed-in Premiums* (FIP) se han adoptado cada vez más en los mercados de electricidad liberalizados. Son generalmente de dos tipos: una "prima fija" establecida sobre el precio de mercado; y una "prima flotante", donde se establece un valor de referencia (precio de ejercicio). Esta última se calcula como la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio de mercado de referencia. Ambas primas cuentan posibles topes y pisos para evitar beneficios excesivos o limitar los riesgos para los generadores cuando el precio del mercado eléctrico sube o cae demasiado. Una variante es el contrato por diferencia, donde si el precio del mercado mayorista excede el valor de referencia, los generadores devuelven la diferencia.

c) La hibridación de subastas y primas en Alemania y el impacto en los consumidores

Según el Renewable Energy Auctions: Analysing 2016, Alemania realizó su primera subasta de energía eólica *offshore* en 2017, en la cual, tres de los cuatro proyectos ganadores ofrecieron un precio de ejercicio de 0 EUR/MWh para propuestas que se entregarán en 2024. Sin embargo, los proyectos ganados a un precio mayor a O EUR/MWh, junto a la penetración de las energías renovables y la caída continua en los precios del mercado de electricidad alemán, han llevado a que los consumidores residenciales asuman costos para mantener el sistema de suministro eléctrico.

Alemania financia el desarrollo de energía renovable con un recargo al consumidor, basado en la diferencia entre la tasa de remuneración garantizada y los ingresos de renovables en el mercado mayorista. Este último ha ido cayendo en los últimos años, mientras que el recargo aumentó alrededor de un 8%. Además, como indica Álvarez y Álvaro (2017), los precios que pagan los usuarios finales suelen diferir entre consumidores residenciales e industriales, teniendo el primero un mayor cargo en relación a lo que debía pagar por su consumo para no elevar el costo de electricidad a los generadores que, en consecuencia, le elevarían el precio a los industriales, tal como muestra el **gráfico 5-11**.

d) Revisiones a incentivos de impuestos considerados en Filipinas y en muchos países de África Oriental

En Filipinas se presentó un paquete de reforma fiscal en mayo de 2017 para modificar el estado del Impuesto al Valor Agregado (IVA) de los desarrolladores de energía renovable, de una calificación de cero IVA a una exención de IVA en la venta de electricidad, con el riesgo de aumentar las tarifas eléctricas para los consumidores. Los actores de la industria que se opusieron a esta propuesta argumentaron que, con una calificación de cero, todo el IVA se elimina de los bienes, actividades o empresas con calificación cero. La exención elimina el IVA solo en una etapa particular, lo que aumenta los impuestos sobre los bienes de entrada y, como resultado, eleva el costo de producción (Velasco, 2017).

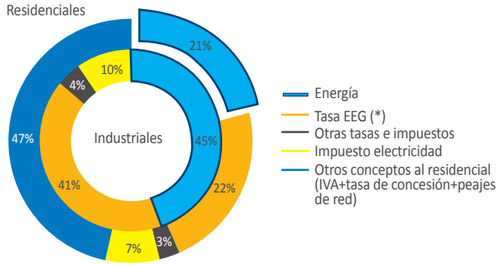
En el este de África, los gobiernos propusieron una enmienda de política sobre los derechos de importación en junio de 2016, según la cual los aparatos con energía solar ya no eran elegibles para las exenciones arancelarias en Burundi, Kenia, Ruanda, Uganda y Tanzania. En particular, la eliminación de "piezas de repuesto y accesorios" de la lista de artículos exentos podría tener un impacto negativo en los actores de la industria en general. En respuesta, la Asociación de Iluminación Global *off-grid* (Gogla, por sus siglas en inglés) adoptó un enfoque coordinado, incorporando a las principales partes interesadas para respaldar el restablecimiento de la redacción original de la Ley de Tarifas.

e) Los derechos de importación de solares FV en la India y USA

India está considerando derechos antidumping sobre las importaciones de células solares de China, Taiwán y Malasia. Tal movimiento podría aumentar el costo de alcanzar el

Parque eólico en Hesse (Alemania). Foto: Shutterstock.

Gráfico 5-9
Facturaciones de usuarios residenciales e industriales en Alemania a 2015



Nota. (*) Ley de Energías Renovables (Erneuerbare-Energien-Gesetz).
Fuente: Álvarez y Álvaro (2016). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

objetivo solar de 100 GW para 2022, y amenazar la viabilidad de los proyectos ganadores de las subastas recientes. Pero la medida apunta a respaldar la fabricación local y reducir la dependencia de las importaciones de módulos fotovoltaicos chinos, que ahora representan aproximadamente el 80% del mercado indio y tienen un valor de varios miles de millones de dólares[15].

En Estados Unidos, alrededor de 30 fabricantes de energía solar han quebrado desde 2012, incluyendo, más recientemente, Suniva y SolarWorld Americas. Los fabricantes de energía solar han solicitado aranceles para los módulos y células solares a partir de 32 y 25 centavos por vatio, respectivamente, incluso cuando se han reducido a 29 y 23.5 centavos por vatio durante cuatro años. Sin embargo, la Asociación de Industrias de Energía Solar se opuso a la introducción de aranceles, ya que también llevaría a la tributación de paneles solares producidos en Estados Unidos en mercados extranjeros, con un daño estimado de un segmento de USD 29 mil millones de la economía. Además, esto aumentaría el costo del desarrollo del proyecto para cerca de 9000 empresas solares de Estados Unidos y los 260 000 estadounidenses que emplean[16].

A pesar de estas preocupaciones, Estados Unidos introdujo en 2018 un arancel del 30%, con una tasa de disminución del 5% por año durante un periodo de cuatro años, con una exención para los primeros 2.5 GW de células importadas por año[17]. Se estima que los aranceles reducirán las instalaciones solares de los Estados Unidos en un 11% hasta 2022, y el impacto de la energía solar a gran escala[18].

Central eléctrica de biomasa en Drax (Inglaterra). Foto: Shutterstock.

Vista panorámica de la Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Enel Perú.

06 ESTADO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PERÚ

Si bien el Perú ha tenido una matriz de generación eléctrica relativamente limpia, recién desde 2008, con la aprobación del Decreto Legislativo N° 1002, las energías renovables no convencionales iniciaron su participación. Aunque es todavía inferior al 10%, el potencial de recursos renovables en nuestro país hace pensar que estas energías se incrementarán en los siguientes años.

Visita técnica a la Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Minem.

CAPÍTULO 6

ESTADO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PERÚ

En los últimos años, en Perú se han realizado diferentes estudios para cuantificar el potencial de los recursos energéticos renovables (RER), con énfasis en los de origen hidráulico y solar. Este capítulo abordará, para el caso local, la evolución de las centrales RER, tanto en producción eléctrica como en potencia instalada; el potencial de las centrales RER por cada tipo de fuente energética; y describirá la situación actual de las centrales RER, las cuales han incrementado su participación durante los últimos diez años. La producción de electricidad, por otra parte, se cuadruplicó con respecto a los niveles registrados en 1997.

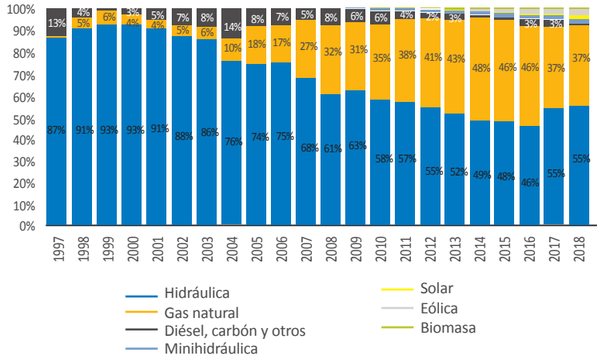
6.1. SITUACIÓN ACTUAL

En el Perú, la producción de electricidad creció a una tasa anual de 7.04% en los últimos 21 años: pasó de 12 170 GWh a 50 817 GWh entre 1997 y 2018. La matriz energética del país se ha modificado en las dos últimas décadas. Desde 1997 hasta 2003, la participación de la producción hidroeléctrica fue en promedio 89.7%. A partir del inicio del Proyecto Camisea en 2004, la producción eléctrica con gas natural se incrementó, llegando a tener una participación máxima de 48% en 2014. Luego se redujo por el ingreso de las centrales de recursos energéticos renovables (RER), que han pasado de una participación nula en 2008 a una de 7.2% en 2018 (ver **gráficos 6-1** y **6-2**).

Cabe destacar que, si bien la participación de la energía eléctrica por centrales hidráulicas se ha reducido con respecto a inicios del año 2000, en términos absolutos ha seguido aumentando debido a que la producción total de electricidad tiene una tendencia de crecimiento positiva.

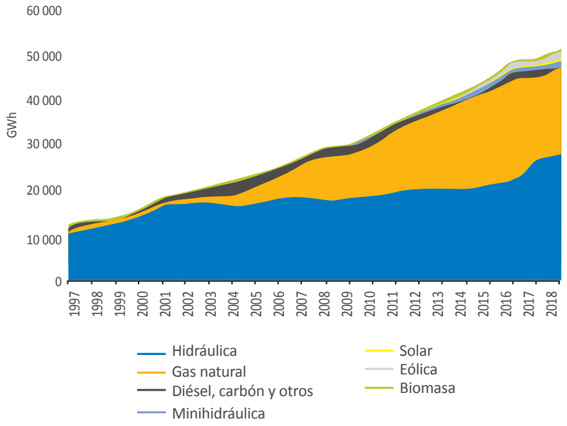
A partir del inicio del Proyecto Camisea en 2004, la producción eléctrica con gas natural se incrementó, llegando a tener una participación máxima de 48% en 2014.

Gráfico 6-1
Participación por tipo de generación en la producción de energía eléctrica (SEIN)



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 6-2
Evolución de la producción de energía eléctrica (SEIN) por tipo de generación



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

7.2% fue la participación de las centrales RER en la producción de energía eléctrica en 2018.

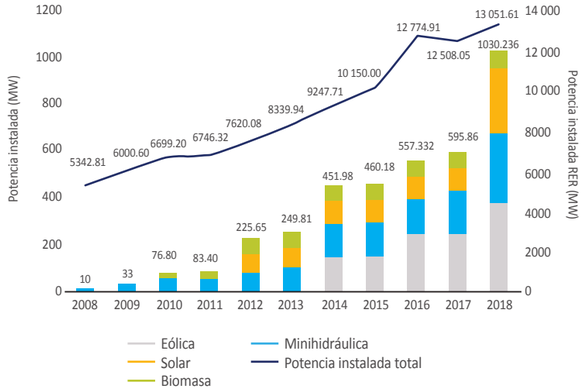
Según el Decreto Legislativo (DL) N° 1002, el desarrollo de generación eléctrica mediante RER es de interés nacional y necesidad pública. Asimismo, estos cuentan con los siguientes incentivos: i) prioridad en el despacho diario de carga realizado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), ii) prioridad para conectarse a las redes eléctricas de transmisión y distribución, iii) tarifas establecidas a largo plazo determinadas mediante subastas y iv) fondos financieros para investigación y desarrollo de proyectos de generación eléctrica con RER.

6.1.1 Potencia instalada

La potencia instalada de la industria eléctrica es la sumatoria de las capacidades de energía que puede producir y entregar cada central eléctrica en condiciones ideales. Para el caso de las centrales RER, ha crecido a una tasa anual de 9.34% desde 2008 hasta 2018, es decir, ha pasado de 10 MW a 1030.2 MW. En 2018, la participación de los RER fue de 7.9% con respecto a la potencia total instalada, con una mayor participación de las centrales eólicas (2.9%) (ver **gráficos 6-3** y **6-4**).

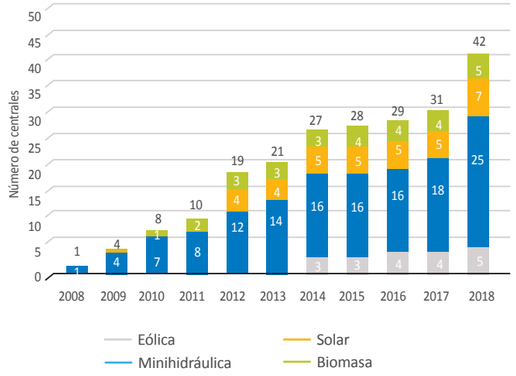
La potencia instalada de las centrales RER casi se ha duplicado en los dos últimos años debido al ingreso de 11 nuevas centrales RER en 2018, en especial de centrales solares y minihidráulicas, cuyas potencias, a comparación de 2017, crecieron 196.9% y 58.8%, respectivamente.

Gráfico 6-3
Evolución de la potencia instalada de las centrales RER



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 6-4
Evolución del número de centrales RER por tipo de generación



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Maquinaria usada en la Central Térmica Biomasa Huaycoloro en Huarochiri (Lima). Foto: Sociedad Peruana de Renovables (Petramás).

Ilustración 6-1
Centrales eólicas, solares y de biomasa en el Perú (potencia instalada en MW)

Nota: A diciembre de 2018.

Fuentes: COES (2019) y Observatorio Energético Minero (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ilustración 6-2
Centrales minihidráulicas (≤ 20 MW) en el Perú (potencia instalada en MW)

Nota. A diciembre de 2018.

Fuente: COES (2018) y Observatorio Energético Minero (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

6.1.2 Generación de energía

La producción eléctrica de las centrales RER creció a una tasa anual de 47.4% para el periodo 2009-2018 (75 MW a 3674 MW). A finales de 2018, las centrales RER representaron el 7.2% del total de la producción eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Los tipos de generación eléctrica que lideran la producción de las centrales RER son la eólica y la minihidráulica, con participaciones de 40.65% y 35.13%, respectivamente, con respecto al total de producción RER.

La producción eléctrica en base a tecnologías RER reduce la dependencia de combustibles fósiles.

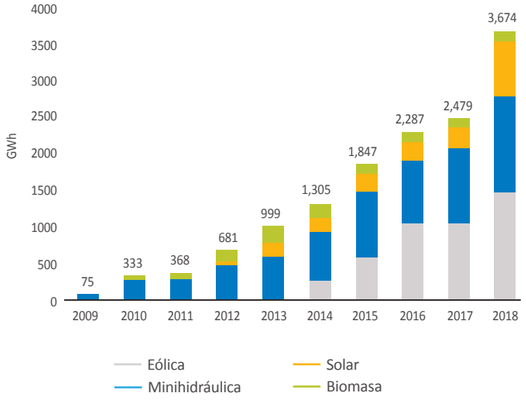
6.2. DESCRIPCIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE LAS CENTRALES RER

6.2.1. Producción solar

El Perú cuenta actualmente con siete centrales solares con tecnología fotovoltaica en las regiones de Arequipa (2), Moquegua (4) y Tacna (1). La central solar más grande del país es Rubí de Enel Green Power Peru, con una potencia instalada de 144.5 MW, e ingresó en operación comercial en enero de 2018. Además, registró una producción anual de 424.2 GWh en 2018, la cual representó el 57% de nuestra producción solar total. Según Enel[1], la central es capaz de generar 440 GWh anuales, equivalentes al consumo de 350 000 hogares peruanos, evitando así la emisión anual de más de 209 mil toneladas de CO_2.

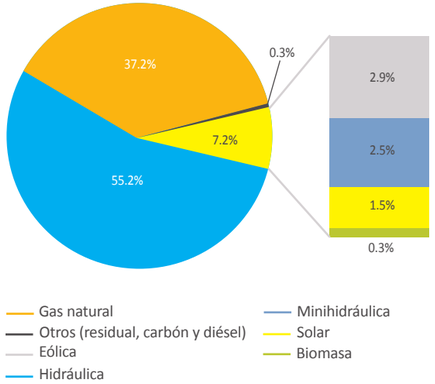
La producción de electricidad de las centrales solares disminuyó en junio y julio debido a condiciones climáticas de la zona con el incremento de la presencia de nubosidad a lo largo del litoral peruano y, en consecuencia, reduciéndose la radiación solar (ver **gráfico 6-7**).

Gráfico 6-5
Producción de energía eléctrica de las centrales RER



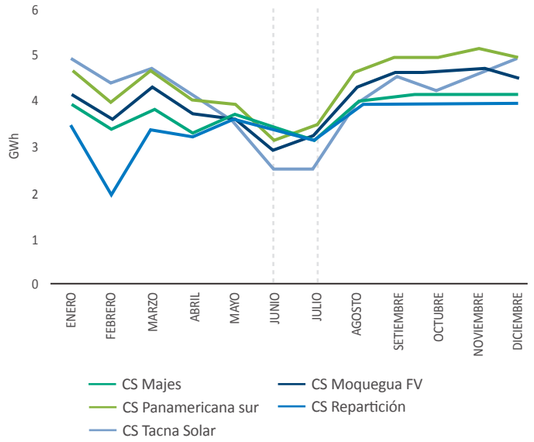
Nota. Para 2009 no se considera la producción eléctrica de Carhuaquero IV por falta de información disponible.
Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

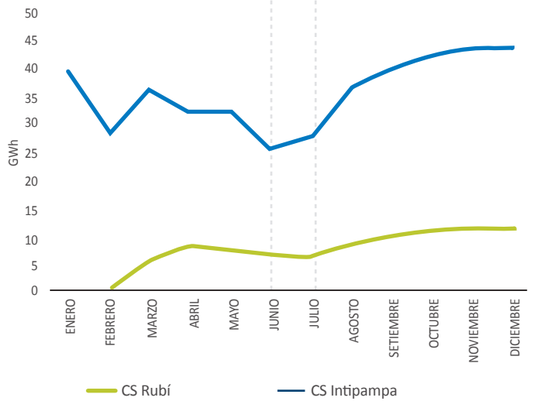
Gráfico 6-6
Producción de energía eléctrica SEIN según tipo de generación



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 6-7
Producción eléctrica de las centrales solares en GWh (2018)





Nota. CS: Central Solar.
Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

6.2.2. Producción eólica

A finales de 2018, el Perú registró cinco parques eólicos: Marcona, Wayra I y Tres Hermanas en Ica, Cupisnique en La Libertad y Talara en Piura, con una potencia instalada total de 375.46 MW. Cabe destacar que el parque eólico más grande en el país es Wayra I, con una potencia total de 132.3 MW (42 aerogeneradores con una potencia individual de 3.15 MW). Según Enel (2017), esta central generará un total de 600 GWh al año[2], lo que equivale al consumo anual de casi medio millón de hogares peruanos y evitará la emisión de casi 288 000 toneladas de CO_2 a la atmósfera por año.

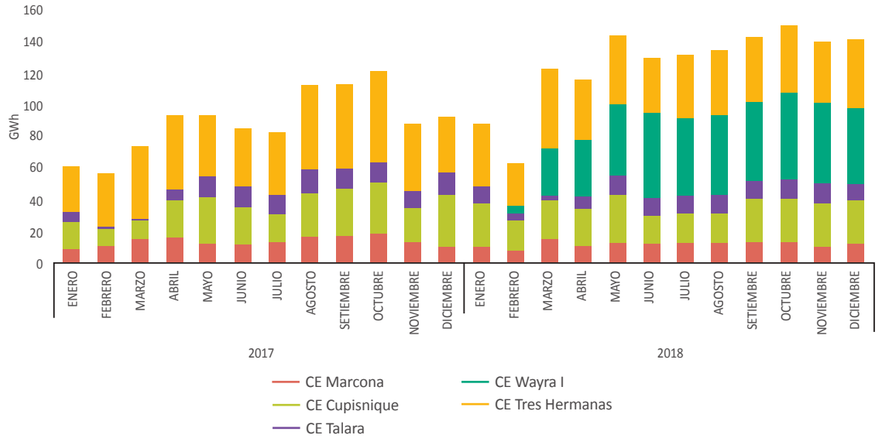
6.2.3. Producción con biomasa

Actualmente, el Perú cuenta con cinco centrales de biomasa: Paramonga, Huaycoloro, La Gringa V y Doña Catalina, ubicadas en Lima, y Maple Etanol en Piura. En 2018, las centrales de biomasa Maple Etanol y Paramonga tuvieron una mayor participación con respecto a la potencia instalada total con 52.9% (37.5 MW) y 32.4% (23 MW), respectivamente. La central Paramonga —que utiliza el bagazo de la caña de azúcar como fuente de energía para la producción de electricidad— fue la primera central con recursos renovables de origen termoeléctrico en iniciar operación comercial en noviembre de 2010.

Rubí es la central RER más grande del país con una potencia instalada de 144.5 MW

Wayra I (Ica) es el parque eólico más grande de Perú. Foto: Sociedad Peruana de Renovables (Waira).

Gráfico 6-8
Producción eléctrica de las centrales eólicas en GWh (2017-2018)



Nota. CE: Central Eólica.
Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

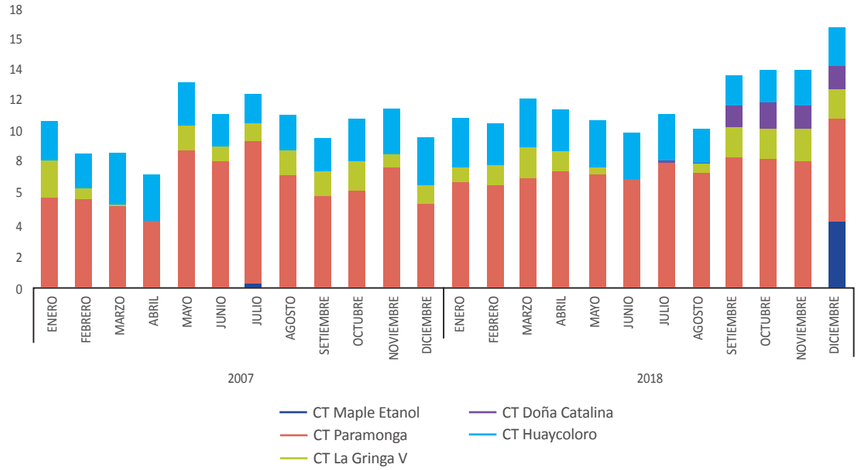
6.2.4. Producción minihidráulica

El Perú es un país tradicionalmente hidroeléctrico, la primera central minihidráulica fue Carhuaquero IV, con una potencia instalada de 10 MW en 2008, y que se encontraba en operación cuando se realizó la primera subasta RER el 12 de febrero de 2010. En 2018, el Perú registró un total de 25 centrales minihidráulicas con una potencia instalada total de 298.86 MW: siete iniciaron operaciones ese año (Renovandes H1, HER I, Ángel I, II y III, Carhuac y Zaña), incrementando así la potencia instalada en 110.66 MW. Las minihidráulicas se concentran en Lima, Junín y Cajamarca y su producción eléctrica fue de 1290.9 GWh en 2018. Lideró la producción Ege Junín, con las centrales de Runatullo I y II (239.9 GWh); en segundo lugar se ubicó la firma Santa Cruz, con Huasahuasi I y II, Santa Cruz I y II (176.9 GWh).

25 centrales minihidráulicas registraron una potencia instalada total de 298.86 MW en 2018.

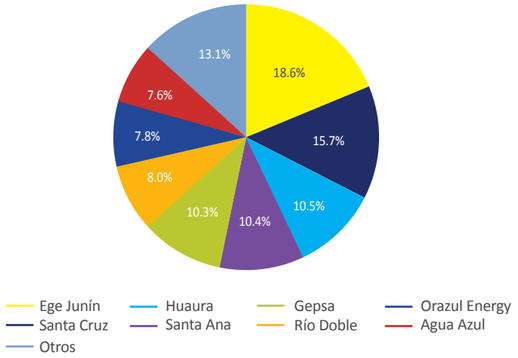
Bocatoma de la Central Hidroeléctrica Huasahuasi I (Junín). Foto: Osinergmin.

Gráfico 6-9
Producción eléctrica de las centrales de biomasa (en GWh), 2018



Nota. CE: Central Eólica.
Fuente: COES (2018). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 6-10
Participación por empresa en la producción eléctrica de las centrales minihidráulicas (2018)



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 6-1
Potencial de las centrales RER

Recurso energético renovable	Potencia técnica aprovechable (MW)	Potencia instalada en el SEIN (MW)	Porcentaje
Total hidráulico	69 445	4942.40(*)	7.12%
Eólico	20 493	375.46	1.83%
Solar	25 000	285.02	1.14%
Biomasa	[450 - 900]	70.9	7.88%(**)
Geotérmica	2859.4	0	0%

Notas. (*) Incluye la potencia instalada de las centrales minihidráulicas.
(**) Valor estimado con respecto al límite superior de la potencial técnica aprovechable.
Fuentes: Consorcio Halcrow Group y OIST (2011), Consorcio Barlovento y Vortex (2016), Minem (2016), Villicaña (2018), COES (2019) y Elliot (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

6.3. POTENCIAL DE LOS RER EN EL PERÚ

El principal recurso energético renovable del país es el hidroeléctrico, seguido del solar, con una potencia total de 69 445 MW y 25 000 MW, respectivamente. El Perú cuenta con una enorme capacidad de generación eléctrica con energías renovables, las cuales se han aprovechado poco (ver **cuadro 6-1**).

El documento "Elaboración de la nueva matriz energética sostenible y evaluación ambiental estratégica, como instrumentos de planificación" del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), incluye el Plan de Desarrollo para los RER 2012-2040. Entre sus resultados se espera que la capacidad instalada total sea de 24 976.9 MW para 2040, con una participación de las centrales RER de 4321 MW (17.3% del total). Para alcanzar esta potencia se requeriría una inversión aproximada de USD 8757 millones. Esto representa un gran desafío para la regulación y el marco normativo, porque se deberá fomentar un mayor aprovechamiento de la disponibilidad física de los RER.

Gracias a su variedad de recursos renovables, el Perú cuenta con una enorme capacidad de generación eléctrica. Foto: Shutterstock.

6.3.1. Potencial de la energía solar

El Perú está ubicado en una zona privilegiada para el desarrollo de la energía solar debido a su proximidad a la línea ecuatorial, lo que permite contar con más horas de sol durante la mayor parte del año con respecto, por ejemplo, a los países nórdicos. Según Tamayo (2011), en casi todo el territorio peruano existe una excelente disponibilidad de energía debido a su abundancia y uniformidad en el año.

En el caso de la energía solar están las tecnologías fotovoltaicas, que necesitan un análisis de irradiación horizontal global (la cantidad total de radiación de onda corta recibida desde un punto elevado por una superficie horizontal hacia el suelo). Este valor es la suma de la irradiación normal directa y la irradiación difusa horizontal. La primera es el componente de la radiación solar que directamente alcanza la superficie. La segunda es una radiación que no llega en forma directa desde el sol debido a que ha sido dispersada por partículas en la atmósfera y viene de todas las direcciones. Para el caso de las tecnologías de energía solar térmica, su potencialidad se basa, sobre todo, en la irradiación normal directa (Banco Mundial, 2019).

El sur del Perú (Arequipa, Moquegua y Tacna) presenta mejores condiciones para el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas y solar térmica. Foto: Shutterstock.

De acuerdo con la información del Banco Mundial (2019), los departamentos de Arequipa, Moquegua y Tacna son los que presentan mejores condiciones para el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas y solar térmica. En estas tres regiones al sur del país, la irradiación horizontal global pertenece al intervalo 6.8 kWh/ m^2 y 7 kWh/ m^2, y para la irradiación directa normal se encuentra en el intervalo 7.5 kWh/ m2 y 8.5 kWh/ m2. La **ilustración 6-3** presenta el mapa de irradiación horizontal, mientras que el **anexo 3** muestra el mapa de irradiación normal directa que plantea los mismos patrones geográficos.

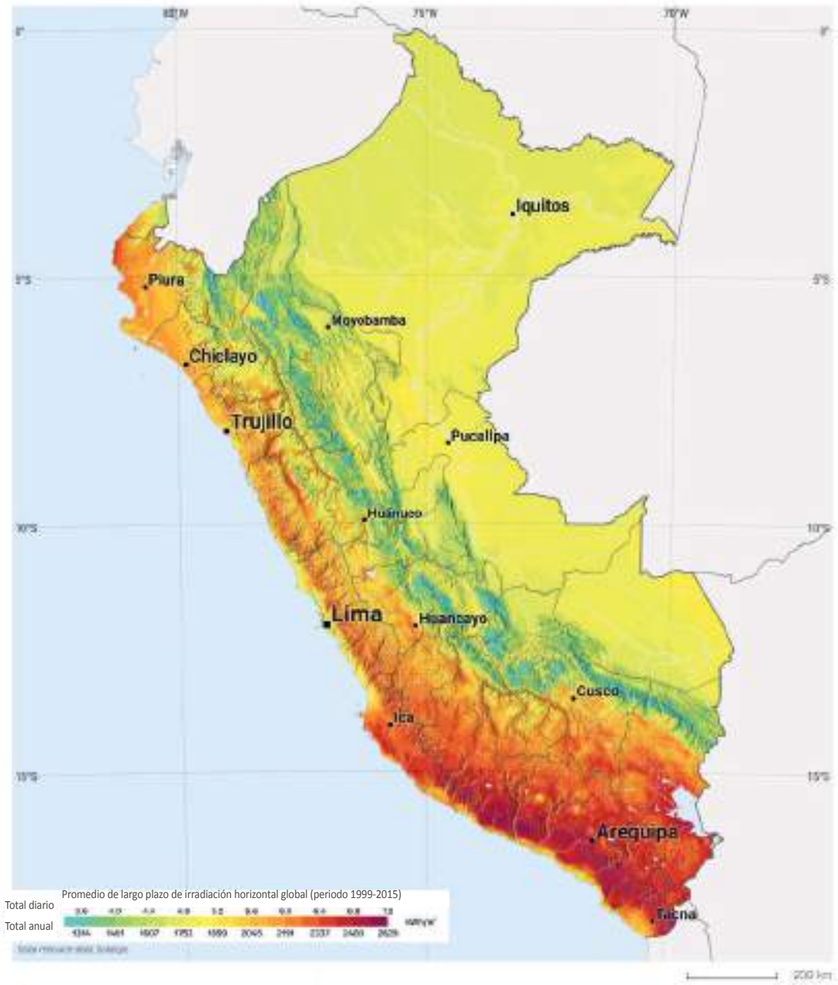
La información de los mapas de irradiación es esencial para la primera etapa del ciclo de vida de un proyecto de energía solar: prospección y evaluaciones preliminares. Posteriormente se necesitarán datos de recursos solares y meteorológicos de gran calidad para el i) desarrollo de proyectos, ii) seguimiento y gestión de activos, y iii) previsión y gestión operativa de plantas de energía solar (Banco Mundial, 2019).

Cuadro 6-2
Capacidad instalada RER a 2040

Recurso energético renovable	Potencia total (MW)	Porcentaje
Minihidráulicas	496	11.50%
Eólicas	1342	31.10%
Solares	360	8.30%
Geotérmicas	1500	34.70%
Biomasa	623	14.40%
Total	**4321**	**100%**

Fuente y elaboración: BID (2012).

Ilustración 6-3
Mapa de irradiación horizontal global (2019)



Fuente y elaboración: Banco Mundial (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

6.3.2. Potencial de la energía eólica

Para el caso peruano, el mayor potencial eólico de acuerdo con la información del Atlas Eólico del Perú de 2016, está en la costa, especialmente en las regiones de Piura, Lambayeque, La Libertad, Áncash, Ica y Arequipa, con velocidades de viento promedio de 6 y 12 m/s (a una altura promedio de aerogenerador de 100 m) para el desarrollo de energía eólica tanto terrestre como marina. En la sierra, la velocidad del viento se encuentra entre los 6 y 9 m/s, siendo Cajamarca la más destacada porque tiene un potencial similar a las regiones costeras. La selva tiene un menor potencial en comparación con las dos regiones mencionadas (ver **ilustración 6-4**).

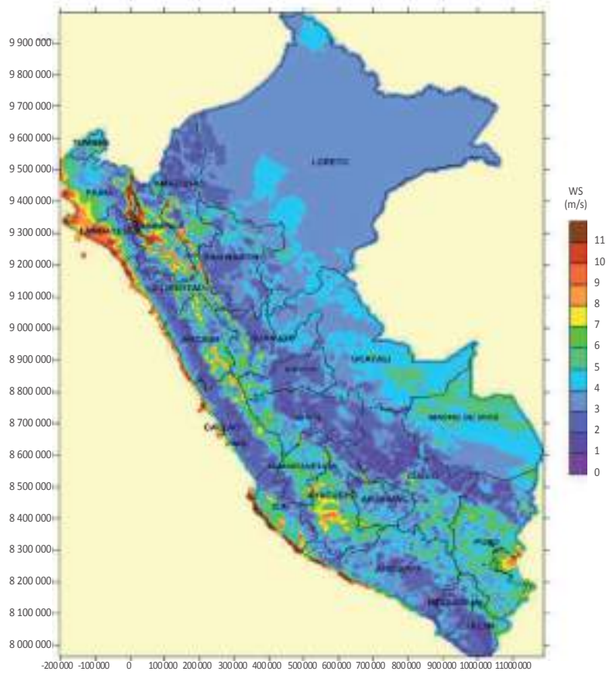
De acuerdo con el Consorcio Barlovento y Vortex (2016), para estimar el potencial eólico total se han identificado zonas preferentes para la futura construcción de parques o aerogeneradores. Dentro de los criterios se consideran: i) densidad de potencia desde moderado a excelente (P/A > 300 W/m2) a 100 m; ii) distribución de frecuencia del viento favorable; iii) pendiente del terreno menor o igual al 20%; iv) cercanía a las vías de acceso transitables; v) cercanía a los centros poblados, a las líneas y subestaciones de media y alta tensión existentes; vi) parques eólicos existentes; y (vii) altitud del emplazamiento inferior a 3500 metros de altura. El potencial total eólico resulta de la suma del potencial eólico aprovechable más el excluido. La diferencia entre estos dos conceptos es que el primero incluye zonas adecuadas para la construcción de aerogeneradores y parque y el segundo es el potencial que no se puede aprovechar por disposiciones legales (zonas arqueológicas, parques nacionales, reservas naturales, zonas históricas, entre otros). El potencial eólico aprovechable es 20 493 MW y el potencial eólico excluido es de 7902 MW (ver **anexo 4**).

6.3.3. Potencial de la energía a partir de la biomasa[3]

El Perú tiene un potencial importante de residuos de biomasa sin explotar que se puede convertir en energía. De acuerdo con un estudio sobre disponibilidad de residuos agrícolas, se han estimado 13 tipos de cultivos que producen cantidades de residuos suficientes para la producción de electricidad. Estos generan, aproximadamente, 31 millones de toneladas de residuos que luego son quemados o dejados en los campos.

Para el cálculo del volumen disponible de residuos Mitigation Momentum (2015) se utilizó la Bioenergy and Food Security (BEFS) Rapid Appraisal (RA) de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) para la Agricultura y

Ilustración 6-4
Mapa de la velocidad media anual del viento a 100 m



Fuente y elaboración: Consorcio Barlovento y Vortex (2016).

Cuadro 6-3
Disponibilidad anual de los residuos, promedio de 2005-2011

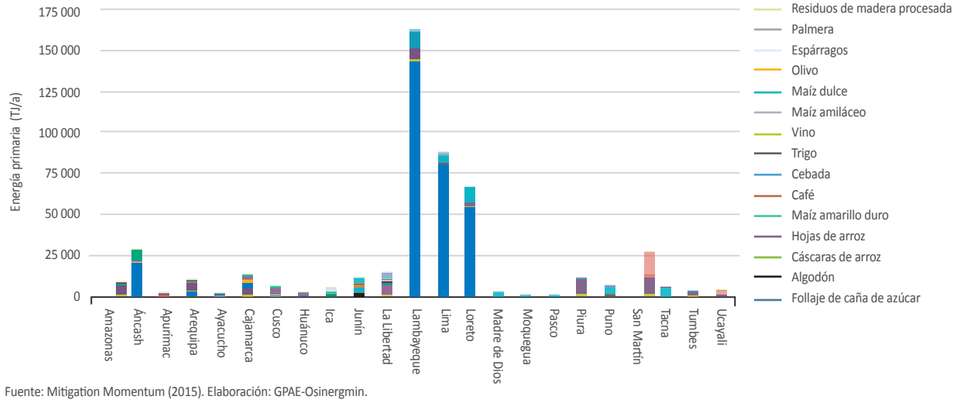
Cultivo	Residuos (toneladas)
Algodón	572 083
Arroz	4 172 540
Caña de azúcar	18 967 989
Café	337 486
Cebada	236 006
Espárrago	499 400
Maíz amarillo duro	2 904 397
Maíz choclo	599 802
Maíz amiláceo	915 928
Fruta de palma	1 499 188
Oliva	22 027
Trigo	251 682
Uvas	34 265
Total	**31 012 793**

Fuente y elaboración: Mitigation Momentum (2015).

la Alimentación, un conjunto de metodologías y herramientas para determinar el potencial inicial de bioenergía sostenible y las oportunidades asociadas, riesgos y compensación. Los cultivos utilizados se muestran en el **cuadro 6-3** y abarcaron, en promedio, 1.76 millones de hectáreas para el periodo 2005-2011, equivalente al 60% del área total de producción agrícola en el país.

El mayor potencial eólico esta en Piura, Lambayeque, La Libertad, Áncash, Ica y Arequípa.

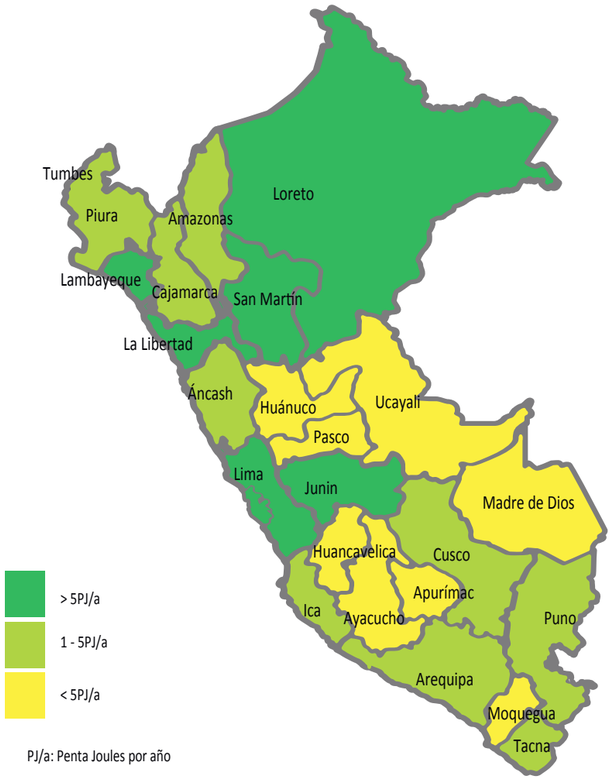
Gráfico 6-11
Distribución de los recursos energéticos primarios por tipo de residuo



Fuente: Mitigation Momentum (2015). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En el Perú, el potencial de la energía a partir de la biomasa se distribuye heterogéneamente. Lima, Lambayeque y Loreto tienen un gran potencial de generación eléctrica en base a residuos de caña de azúcar. Por otro lado, en Amazonas, Puno y Tacna, los residuos del arroz pueden ser una fuente de energía. En la selva, tanto Loreto como San Martín tienen para desarrollar energía en base a los residuos del fruto de palma, caña de azúcar y arroz.

Ilustración 6-5
Mapa de distribución de los recursos energéticos primarios de los principales residuos agrícolas



Fuente y elaboración: Mitigation Momentum (2015).

6.3.4. Potencial de la energía minihidráulica

El Perú cuenta con diversas regiones hidrológicas en las cuales se puede utilizar el agua de sus cuencas de forma factible para la generación de energía. De acuerdo con información del Mapa de Principales Unidades Hidrográficas del Perú, el país tiene un total de 113 cuencas y 16 intercuencas. Estas se desarrollan en tres vertientes: Pacífico, Atlántico y Lago Titicaca. La del Pacífico se caracteriza por una mayor demanda de agua y una deficiencia en el escurrimiento superficial. En la del Atlántico hay mayor disponibilidad de agua superficial con una baja demanda.

En 2011, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) encargó a Halcrow Group y OIST la elaboración del "Atlas del potencial hidroeléctrico del Perú". Este estudio tuvo como principal objetivo contar con una evaluación de forma preliminar del potencial hidroeléctrico teórico del Perú para un rango de 1 a 100 MW. La evaluación del potencial hidroenergético se estimó en base a dos métodos: el teórico, que calcula el potencial máximo de cada zona; y el técnico, que considera la factibilidad técnico-económica de cada proyecto.

Con el objetivo de fomentar la participación privada en la generación de energía, el estudio busca proveer información básica para el desarrollo de nuevos proyectos. Por ello, se acuñó el concepto de Potencial Hidroeléctrico Técnico, que representa una medida base técnico-económica del potencial del recurso. Este concepto incluye el potencial técnico excluido y el aprovechable. El primero contabiliza los valores de potenciales que están dentro de las Áreas de Concesión para generación de hidroenergía y las Áreas

La variedad de regiones hidrológicas le permite al Perú tener un amplio potencial de generación energética (Chanchamayo, Junín). Foto: Shutterstock.

Cuadro 6-4
Potencial hidroeléctrico técnico del Perú

Potencial técnico del Perú			
Vertiente	**Total (MW)**	**Excluido (MW)**	**Aprovechable (MW)**
Pacífico	11 402	2671	8731
Atlántico	86 971	26 345	60 627
Titicaca	87	0	87
Total	**98 460**	**29 016**	**69 445**

Fuente y elaboración: Consorcio Halcrow Group y OIST (2011).

El país tiene un total de 113 cuencas y 16 intercuencas.

69 445 MW es el potencial hidroeléctrico técnico aprovechable en el Perú.

Naturales Protegidas de Administración Nacional, de Administración Regional y Zonas de Amortiguamiento. El potencial hidroeléctrico aprovechable es de 69 445 MW, con participación mayor de la vertiente Atlántico (87%). El estudio también estimó cuáles son los cien proyectos hidroeléctricos más promisorios, 65 tienen un potencial técnico menor o igual a 20 MW.

Según Elliot (2019), entre 2016 y 2017, el Minem y el BID terminaron dos estudios: "Determinación del portafolio de proyectos hidroeléctricos para las cuencas de Ucayali y Amazonas" y "Determinación de un portafolio de proyectos hidroeléctricos en las cuencas de Apurímac, Madre Dios, Purus, Grande, Chili, Tambo y Titicaca". En ellos identificaron un total de 1013 proyectos, de los cuales, 15 son grandes y con un potencial total de 3791 MW en ocho regiones del Perú (ver **ilustración 6-6**).

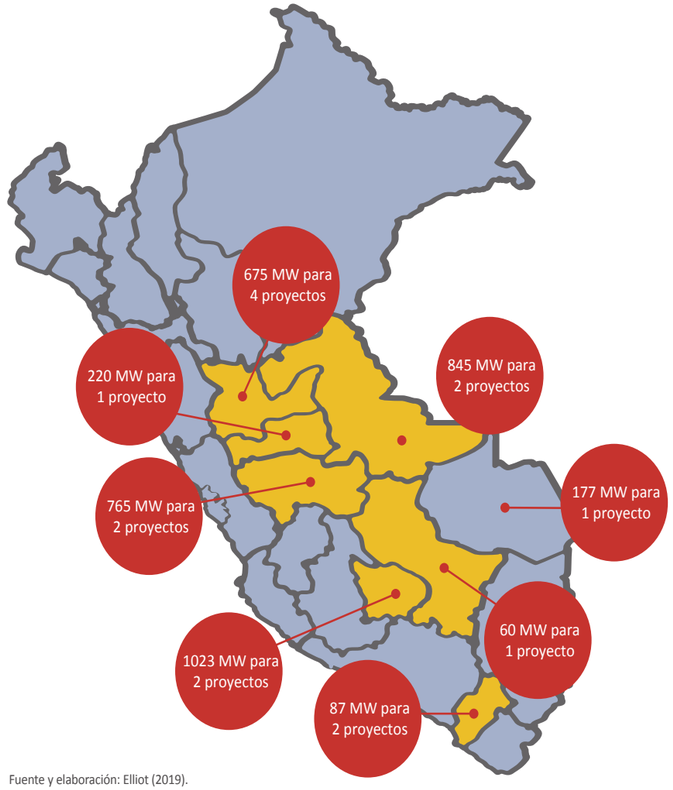
6.3.5. Potencial de la energía geotérmica

Según Tamayo (2011), el potencial geotérmico en el país se viene estudiando desde la década de 1970 con la determinación de zonas potenciales en el sur como Moquegua y Tacna. Asimismo, se han identificado más de 200 vertientes de agua caliente, fumarolas y algunos géiseres. En 2012, el West Japan Engineering Consultants publicó el Plan maestro para el desarrollo de la energía geotérmica en el Perú (Plan Maestro), con el objetivo de promoverla y acelerar los programas de explotación.

El estudio confirmó que Perú tiene abundantes recursos geotérmicos con un potencial total de 2860 MW, principalmente en la zona sur. Vargas y Cruz (2010) actualizaron el mapa geotérmico, lo que implicó localizar las fuentes termales y manantiales de aguas minerales de todo el país. Los autores identificaron seis regiones geotérmicas: i) Cajamarca-La Libertad, ii) Callejón de Huaylas, iii) Churín, iv) Central, v) Eje Volcánico Sur y vi) Cusco-Puno. Las cuatro regiones iniciales comprenden las aguas termales ubicadas en el norte y centro del país que tienen un origen meteórico y son producto de gradientes geotérmicos. En el caso de las regiones del sur, las manifestaciones geotérmicas están relacionadas con la actividad volcánica y, en algunos casos, son de origen mixto, cuando se infiltra el agua de las precipitaciones y es calentada por una fuente de calor en profundidad.

Con la finalidad de evaluar cada campo geotérmico, en el Plan Maestro se delinearon los sistemas geotérmicos sobre la base de la distribución espacial de las aguas termales o minerales y la topografía del mapa actualizado por Vargas y Cruz (2010). Para este trabajo no se consideraron los manantiales minerales aislados y fríos. En total se estimaron 61 campos geotérmicos (ver **anexo 5**), de los cuales 38 se ubican en las regiones de Eje Volcánico Sur y Cusco-Puno. Una de las principales características de los recursos geotérmicos es que los de mayor potencial están en zonas de alta elevación. La región con mayor potencial es la del Eje Volcánico Sur, con una participación superior a la mitad del potencial total.

Ilustración 6-6
Mapa del potencial de generación hidráulica



Fuente y elaboración: Elliot (2019).

La actividad volcánica hace posible la formación de géiseres en la región del Colca (Arequipa). Foto: Shutterstock.

Cuadro 6-5
Estimación del potencial geotérmico del Perú en MW

Zona	Potencia (MW)		Total
	Campos promisorios	Otros campos	
Perú norte	-	152	152
Cajamarca - La Libertad	-	193	193
Callejón de Huaylas	15.3	221	236.3
Churín	-	125	125
Central	-	32	32
Eje Volcánico Sur	897	700	1597.0
Cusco – Puno	54.1	470	524.1
Total	**966.4**	**1893.0**	**2859.4**

Fuente y elaboración: Minem (2016).

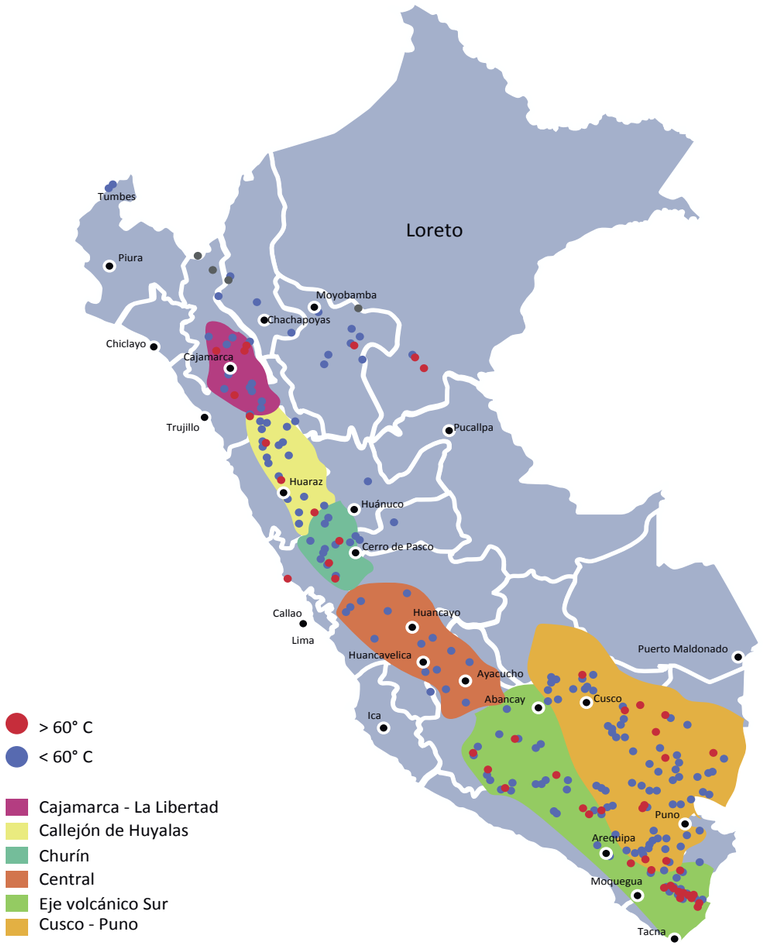
El mayor potencial geotérmico está en la región Eje Volcánica Sur.

6.3.6. Potencial de la energía marítima

La energía marítima se obtiene con tecnologías que utilizan el mar como medio propulsor, o explotan el potencial químico o calórico del agua; y que se han desarrollado de forma incipiente. El costo de producir energía oceánica aún no es competitivo con respecto a las demás tecnologías RER no convencionales. Sin embargo, hay evidencias de que la inversión y el costo de producción irán disminuyendo progresivamente según los niveles actuales, esto por el avance de la investigación y desarrollo (I+D) en este campo [Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en ingles), 2011].

Los recursos oceánicos para el desarrollo de las energías renovables son varios. En el primer caso, la energía undimotriz se obtiene por transferencia de la energía cinética de los vientos a la superficie del mar y océanos. En el Hemisferio Sur, la energía del oleaje cambia estacionalmente, menos con respecto al Hemisferio Norte, y la energía del oleaje máxima anual se encuentra entre las latitudes 30° y 60°. Para el Perú, se observa que la potencia media oscila entre 15 kW/h y 25 kW/h.

Ilustración 6-7
Mapa del potencial geotérmico en el Perú

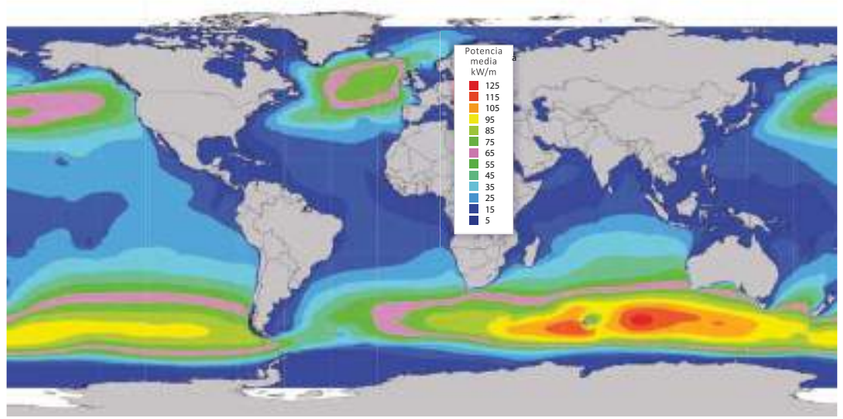


Fuente y elaboración: Minem (2016).

En el segundo caso, la energía mareomotriz (ascenso y descenso de las mareas) se obtiene mediante el movimiento del mar debido a la acción de la gravedad del Sol y de la Luna para generar energía. La **ilustración 6-9** muestra los diversos patrones de energía de las mareas en la superficie de la Tierra mediante líneas de fuerza. El color rojo marca áreas de rango de mareas (diferencia entre la marea alta y baja) más grandes y más fuertes; en cambio las áreas de color azul tienen rangos de marea menores y débiles. En el caso del Perú, el área de rango de marea se incrementa de sur a norte.

La energía marítima se obtiene con tecnologías que utilizan el mar como medio propulsor. Foto: Shutterstock.

Ilustración 6-8
Mapa de la distribución de la energía undimotriz



Fuente y elaboración: IPCC (2011).

En tercer lugar, la conversión de energía térmica de los océanos se logra a partir de las diferencias de temperatura entre sus capas superiores y las más profundas (inferiores a 1000 m). La energía maremotérmica es mayor en los trópicos en torno a las latitudes ecuatoriales. En el Perú, este potencial es reducido, pues la temperatura superficial aumenta en las regiones del norte del país, siendo menor que en otros países.

6.4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS EN EL PERÚ

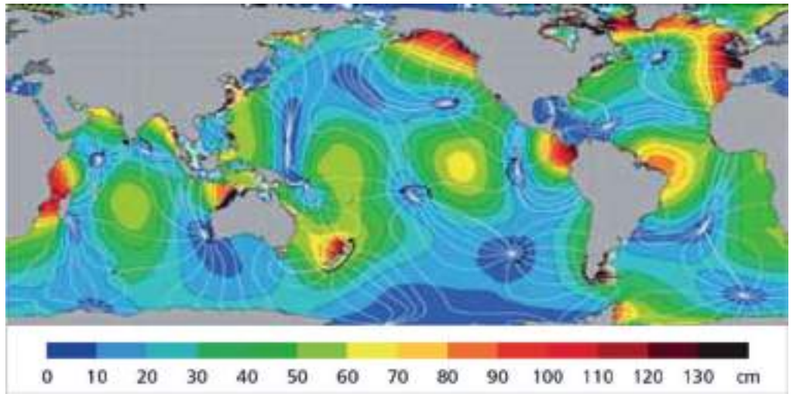
6.4.1. Antecedentes

En 1993, mediante Decreto Supremo (DS) N° 021-93-EM[4], se crea la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP), como unidad ejecutora del Minem, a fin de llevar el servicio de electricidad a las zonas más alejadas y de difícil acceso del SEIN, tales como zonas rurales, aisladas y de frontera. De este modo, la DEP tiene la labor de ejecutar proyectos de electrificación tanto de tipo *on-grid* y *off-grid*. Luego, mediante el DS N° 026-2007-EM[5] se crea la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) como organismo nacional competente en materia de electrificación rural, que absorbe la DEP y la Dirección de Fondos Concursables (Foner), que pasan a funcionar como Direcciones de Línea.

Así, la DGER, realiza las planificaciones y los estudios necesarios para el avance del programa de electrificación, que dependiendo de los resultados de una evaluación técnica y económica se dirigirá como un proyecto *on-grid u off-grid*. Además, se encarga de ejecutar y transferir los fondos necesarios a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (Adinelsa) y las empresas distribuidoras que realizan sus actividades en las áreas donde se lleva a cabo el proyecto.

Adinelsa, que es una empresa pública de derecho privado del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe), se enfoca en el crecimiento y desarrollo de las poblaciones rurales y de las zonas de difícil acceso. Según hace mención en su portal web, entre sus objetivos tiene el ejecutar obras complementarias a las realizadas y transferidas por la DGER-Minem y de otras entidades, según se establezca en las normas de la materia. Para efectos de cumplir

Ilustración 6-9
Mapa de la distribución de la amplitud de la marea



Fuente y elaboración: IPCC (2011).

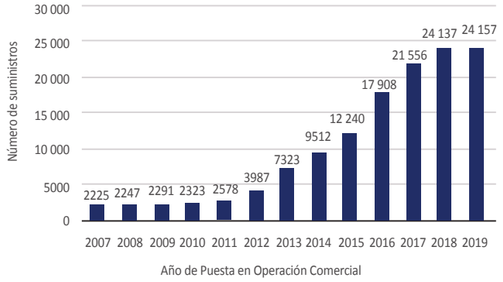
con su objetivo social, puede celebrar todo tipo de actos y contratos sobre los bienes que se aporte, transfiera o encargue, inclusive aquellos que suponen establecer cargas o gravámenes sobre los bienes materia de administración, ciñéndose a los compromisos contractuales que puedan afectar cada bien[6].

El Foner tiene el objetivo de brindar los recursos financieros para la inversión específica en proyectos de oferta del servicio de electricidad a nuevas conexiones localizadas en viviendas, negocios y servicios públicos, mediante sistemas convencionales y fuentes de energía renovable. Asimismo, subsidia el subproyecto de electrificación rural de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA)[7].

Suministro SFA en la Selva (Perú). Foto: Sociedad Peruana de Renovables (Waira).

Según la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER) de 2006, Adinelsa tiene la titularidad de los SFA, que pueden ser atendidos por la misma o dar concesión a distribuidoras vinculadas al Fonafe. Sin embargo, más adelante, mediante la Resolución Directoral (RD) N° 021-2016-MEM/DGE[8], se le otorga la concesión a Electro Tocache para determinadas zonas en la provincia de San Martín. Adicionalmente, según la Memoria 2013 de Acciona Microenergía Perú (AMP), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) consideró a AMP en 2011 dentro del Programa de Transferencias Externas, reconociéndola como empresa receptora del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), el cual se encarga de llevar las actividades del proyecto de electrificación rural a las zonas objetivos. De este modo, estas empresas distribuidoras son las responsables de reforzar, ampliar, remodelar y mejorar la infraestructura existente con los recursos transferidos.

Gráfico 6-12
Número de suministros de SFA por departamentos



Fuente: DSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

6.4.2 Evolución de suministros de los SFA

Desde la implementación de la Ley N° 28749, la cantidad de suministros de SFA ha aumentado significativamente, en especial con el apoyo financiero que el Banco Interamericano de Desarrollo (AMP, 2013) y el Banco Mundial (Valenzuela, Caro y Flores, 2009) han brindado para que continúe el desarrollo del proyecto en beneficio de muchos peruanos. En tal sentido, de 2007 a 2019, los usuarios instalados han llegado a ser 24 157, lo cual es muestra del avance positivo de las actividades de la DGER en la ejecución de los SFA como acceso a la electricidad de más peruanos.

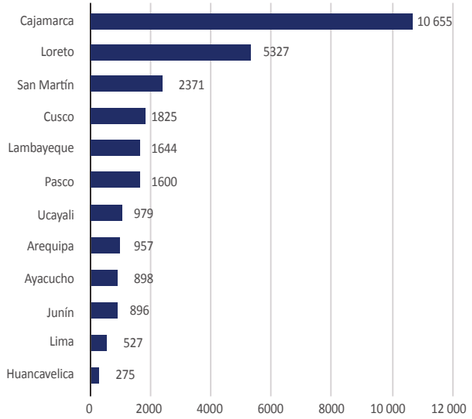
A 2019, Cajamarca y Loreto han tenido la mayor cantidad de beneficiarios de electrificación rural mediante los SFA. Dichos departamentos totalizan 15 977 suministros, los cuales representan un 57% del total. Le siguen, en la costa, Lambayeque, Arequipa y Lima, con 1644, 957 y 527 suministros, respectivamente, que en conjunto serían el 11%. En la sierra, Cusco ha tenido 1825 suministros (7%), Pasco 1600 (6%), Ayacucho y Junín 898 (3%) cada uno, y Huancavelica apenas 275 (1%). Finalmente, en la selva, San Martín ha contado con 5327 suministros, representando un 8% del total, y Ucayali con 979 (4%).

De 2017 a 2019, los usuarios instalados han llegado a ser 24 157.

Adinelsa administra SFA en ocho regiones del país: Ayacucho, Cajamarca, Lima, Huancavelica, Pasco, Ucayali y Loreto. Por ese motivo, ha tenido bajo su responsabilidad el 48% de suministros instalados (13 483), seguido de los que han sido administrados por AMP (4107, 15%) en los departamentos de Cajamarca y Loreto, este último, enfocado en la cuenca del río Napo. Además, Electro Tocache ha suministrado el servicio a 2371 puntos (8%), los cuales están ubicados en San Martín.

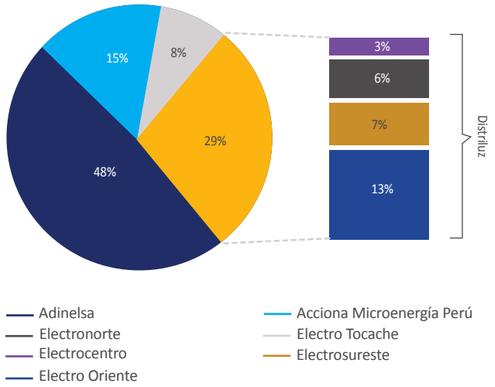
Dentro de las empresas pertenecientes al grupo Distriluz, Electro Oriente cuenta con una mayor participación, al poseer el 13% del total de suministros en Loreto. Luego, Electrosureste tiene 7% del total, principalmente en Cusco y algunos puntos de Ayacucho; Electronorte abarca 1644 suministros en zonas de Lambayeque (6%); y Electrocentro un 3% del total de suministros en Junín.

Gráfico 6-13
Número de suministros de SFA por departamentos



Fuente: DSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 6-14
Participación de suministros de SFA por grupo de concesionarias



Fuente: DSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

III SUBASTA RER: RESULTADOS Y DESEMPEÑO

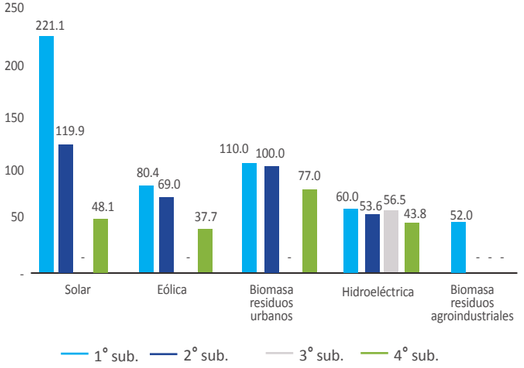
RESUMEN DE LAS CUATRO SUBASTAS RER ON-GRID

El desarrollo de las subastas con recursos energéticos renovables (RER) en el Perú tuvo como marco legal el Decreto Legislativo (DL) N° 1002 y su reglamento, Decreto Supremo (DS) N° 050-2008-EM, este último fue actualizado en 2011 mediante el DS N° 012-2011-EM. Según el reglamento, las subastas son un proceso de concurso público convocado y conducido por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). Su finalidad es asignar la tarifa de adjudicación a cada proyecto de generación con RER (solar, eólico, geotérmico, biomasa, hidroeléctrico hasta 20 MW) hasta cubrir la energía requerida en sus bases. De esta manera, se busca promocionar la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, a fin de diversificar la matriz energética. Esto constituye un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del ambiente.

Desde 2009 hasta hoy se han realizado cuatro subastas RER para el Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) y una subasta RER *off-grid*. Así, se logró avanzar con la diversificación de las fuentes de generación eléctrica en el país. Nueve años después de la primera subasta, casi el 8% del parque generador está compuesto por energías renovables no convencionales. Luego de cuatro subastas se han presentado 249 proyectos, de los cuales se han adjudicado 64. De estos, 43 ya están en operación comercial. Asimismo, el avance tecnológico y señales adoptadas por el regulador (como no revelar los precios máximos) han ayudado a reducir los precios ofertados.

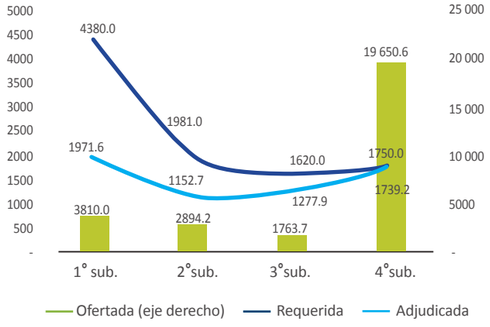
Los RER permiten llevar energía a zonas alejadas. Foto: Ergon Perú.

Evolución de los precios adjudicados (USD/MWh)



Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Energía adjudicada, requerida y ofertada (GWh)



Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Resumen de las subastas RER on-grid en el Perú

Características relevantes			Primera subasta	Segunda subasta	Tercera subasta	Cuarta subasta
Número de proyectos	Ofertados		56	25	24	131
	Adjudicados		27	10	14	13
Energía (GWh)	Requerida		4380.0	1981.0	1620.0	1750.0
	Ofertada		3810.0	2894.2	1763.7	19 650.6
	Adjudicada		1971.6	1152.7	1277.9	1739.2
Precios (USD/MWh)	Solar	Promedio ponderado ofertado	243.3	186.3	-	57.4
		Mínimo adjudicado	215.0	119.9	-	48.0
		Promedio ponderado adjudicado	221.1	119.9	-	48.1
	Eólica	Promedio ponderado ofertado	89.7	75.4	-	50.5
		Mínimo adjudicado	65.5	69.9	-	37.8
		Promedio ponderado adjudicado	80.4	69.9	-	40.4
	Biomasa	Promedio ponderado ofertado	63.6	71.3	-	77.0
		Mínimo adjudicado	52.0	100.0	-	77.0
		Promedio ponderado adjudicado	63.5	100.0	-	77.0
	Hidroeléctrica	Promedio ponderado ofertado	60.0	55.6	59.6	47.3
		Mínimo adjudicado	55.0	47.4	50.5	44.0
		Promedio ponderado adjudicado	60.0	53.2	56.4	46.3

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin

Unidades de generación de la Central de Biomasa Huaycoloro (Lima).. Foto: Sociedad Peruana de Renovables (Petramás).

07 PRIMERA SUBASTA RER

Este capítulo incluye los resultados de la primera subasta para el suministro de energía producida con recursos energéticos renovables, el estado actual de los proyectos adjudicados y dos estudios de caso de la Central de Cogeneración Paramonga I y la Central Hidroeléctrica Shima.

Transformador de potencia de la Central Eólica Cupisnique (La Libertad). Foto: Osinergmin.

CAPÍTULO 7

PRIMERA SUBASTA RER

La primera subasta constituyó el paso inicial para promocionar los recursos energéticos renovables. A pesar de que no se adjudicó toda la energía requerida, tuvo resultados favorables. Se realizó en dos etapas: una convocatoria entre agosto de 2009 y febrero de 2010 y otra entre marzo de 2010 y agosto de 2010. Conjuntamente, la suma total de la energía de los proyectos presentados en la subasta cubrió el 87% de la energía requerida por el Estado.

7.1. RESULTADOS

Esta subasta tuvo un éxito relativo. La primera convocatoria fue satisfactoria para los propósitos del Estado: el 84% de los proyectos que se presentaron lograron adjudicarse la buena pro. Las fuentes de generación a base de recursos energéticos renovables (RER) que tuvieron mejor desempeño en el concurso fueron biomasa e hidroeléctricas. De estas, una de biomasa (Paramonga) y cinco hidroeléctricas RER (Caña Brava, Carhuaquero IV, La Joya, Poechos II y Santa Cruz I) ya estaban en operación cuando postularon, una característica que no se repitió en las siguientes. Sin embargo, la segunda convocatoria de esta subasta tuvo un destino diferente. Exceptuando el proyecto hidroeléctrico Las Pizarras, la subasta quedó desierta por no existir adjudicatarios (ver **cuadro 7-1**).

La subasta se realizó en dos etapas. La suma total de la energía de los proyectos presentados en la subasta cubrió el 87% de la energía requerida por el Estado.

El éxito de la primera convocatoria respondió a los precios competitivos. Las tecnologías estuvieron, en el peor de los casos, 18% por debajo de los precios base del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). El caso más resaltante fue biomasa, donde el precio adjudicado fue 47% menor a lo esperado (ver **cuadro 7-2**). En efecto, la menor tarifa de la subasta fue la del proyecto de biomasa Paramonga: USD 52/MWh. La situación fue diferente para la segunda convocatoria. Por parte del regulador, hubo un recálculo de precios base para incorporar mayor eficiencia. Sin embargo, las ofertas presentadas estuvieron por encima de lo esperado.

A la fecha de elaboración del presente libro, de los 27 proyectos adjudicados en las dos convocatorias, solo el proyecto hidroeléctrico RER Shima no está en ejecución. Otro resultado positivo es que solo nueve de los 26 proyectos activos presentaron retrasos, y estos fueron corregidos por las empresas titulares. Así, en conjunto, los proyectos que entraron en operación comercial como resultado de la primera subasta sumaron 430 MW, es decir, una inversión total de, aproximadamente, USD 1010 millones. Desde el punto de vista de la capacidad instalada, el más grande fue la central eólica Cupisnique de 80 MW.

El éxito de la primera convocatoria respondió a los precios competitivos, a comparación de los precios base.

Aerogenerador instalado en la Central Eólica Talara (Piura). Foto: Osinergmin.

Cuadro 7-1
Cantidad de proyectos adjudicados en la primera subasta

	Primera convocatoria		Segunda convocatoria	
Tecnología	**Presentados**	**Adjudicados**	**Presentados**	**Adjudicados**
Biomasa	2	2	5	0
Eólica	6	3	0	0
Solar	6	4	3	0
Hidroeléctrica	17	17	17	1
Total	**31**	**26**	**25**	**1**

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 7-2
Precios promedio ponderado de la energía en la primera subasta (USD/MWh)

	Primera convocatoria			Segunda convocatoria		
Tecnología	**Ofertado**	**Adjudicado**	**Base Osinergmin**	**Ofertado**	**Adjudicado**	**Base Osinergmin**
Biomasa	63.45	63.45	120.00	102.46	-	55.00
Eólica	89.74	80.36	110.00	-	-	-
Solar	243.26	221.09	269.00	225.69	-	210.00
Hidroeléctrica	60.02	60.02	74.00	69.43	64.00	64.00

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

7.2. ESTADO DE LOS PROYECTOS

En la actualidad, 26 de los 27 proyectos de la primera subasta están en operación comercial. La nueva energía RER ha ido ganando participación con respecto al total del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Los principales incrementos ocurrieron en 2012 y 2014. Asimismo, las últimas centrales en ingresar a operar (agosto de 2018) en el sistema fueron las hidroeléctricas El Ángel I, II y III de Generadora de Energía del Perú. La disminución que se observa en 2017 ocurrió por la salida de la central Chancay. El **cuadro 7-3** presenta el estado actual de los proyectos y el **anexo 6** muestra resúmenes de cada uno de los proyectos RER de energía eólica, solar, biomasa e hidroeléctricos.

Cuadro 7-3
Estado de los proyectos de la primera subasta

Tecnología	Nombre del proyecto	Empresa	Potencia Instalada (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Situación actual
Biomasa	Central de Biomasa Cogeneración Paramonga I	AIPSAA	23.00	52.00	●
Biomasa	Central de Biomasa Huaycoloro	PETRAMÁS S.A.C.	4.40	110.00	●
Eólica	Central Eólica Cupisnique	GENERACIÓN EÓLICA S.A.	80.00	85.00	●
Eólica	Central Eólica Marcona	PARQUE EÓLICO MARCONA S.R.L.	32.00	65.52	●
Eólica	Central Eólica Talara	ENERGÍA EÓLICA S.A.	30.00	87.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Ángel I	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19.95	59.97	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Ángel II	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19.90	59.98	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Ángel III	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19.90	59.99	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Caña Brava	ORAZUL ENERGY EGENOR	6.00	70.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Carhuaquero IV	ORAZUL ENERGY EGENOR	10.00	70.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Chancay	SINERSA	19.20	58.50	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Huasahuasi I	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ SAC	10.00	57.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Huasahuasi II	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ SAC	10.00	58.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica La Joya	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	10.46	59.95	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Las Pizarras	EMPRESA ELÉCTRICA RÍO DOBLE S.A.	18.00	64.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial	HIDROCAÑETE S.A.	3.97	55.99	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Poechos II	SINERSA	10.00	59.50	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Purmacana	ELÉCTRICA SANTA ROSA	1.80	60.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Roncador	MAJA ENERGÍA S.A.C	3.80	59.85	●
Solar	Central Solar Tacna Solar	TACNA SOLAR	20	225.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	6	55.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	6	55.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Shima	ENERGÍA HIDRO S.A.C.	5	64.00	●
Hidroeléctrica	Yanapampa	ELÉCTRICA YANAPAMPA	5.16	56.00	●
Solar	Majes Solar 20T	GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A.	20	222.50	●
Solar	Panamericana Solar	PANAMERICANA SOLAR	20	215.00	●
Solar	Repartición 20T	GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A.	20	223.00	●

Nota. ● =en operación, ● =con retraso.

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

7.3. ESTUDIO DE CASO: CENTRAL DE COGENERACIÓN PARAMONGA I

El 12 de febrero de 2010 se llevó a cabo la adjudicación de la buena pro de la subasta de suministro de electricidad con RER. Uno de los adjudicatarios fue la empresa Agro Industrial Paramonga S.A.A. (Aipsaa) con el proyecto Central de Cogeneración Paramonga I. El 16 de julio de 2009, Aipsaa solicitó autorización para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en lo que sería su futura Central Térmica Paramonga I, con una potencia instalada de 23 MW (Paramonga, Barranca, Lima).

Central de Biomasa Cogeneración Paramonga I (Lima). Foto: Osinergmin.

Radiadores del sistema de refrigeración de Central de Cogeneración Paramonga I (Lima). Foto: Osinergmin.

Cuadro 7-4
Ficha resumen

Contrato de concesión para el suministro de energía renovable al SEIN	
Concesionario	Agro Industrial Paramonga S.A.A.
Proyecto	Central de Cogeneración Paramonga I
Ubicación	Paramonga - Barranca - Lima
Potencia instalada (MW)	23
Fuente de energía	Bagazo
Barra de oferta	Barra Paramonga existente 138 kV
Fecha de firma	31/03/2010
Fecha de POC	31/03/2010
Vigencia de contrato (años)	20
Monto de inversión ofertado (USD millones)	31
Energía ofertada anual (MWh)	115 000
Precio de energía ofertada (USD/MWh)	52

Fuente: División de Supervisión de Electricidad (DSE, 2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 7-1
Características de la subasta de proyectos con biogás y biomasa

Bocatoma de la Central Hidroeléctrica Chancay (Lima). Foto: Osinergmin.

La primera convocatoria de la primera subasta RER consideraba a los proyectos con biogás y biomasa como una misma tecnología, por lo que fueron adjudicados bajo las mismas condiciones. Así, el precio base establecido por Osinergmin para ambas fue 120 US$/MWh. Como resultado, se adjudicaron dos proyectos: i) la Central de Cogeneración Paramonga I, con un precio ofertado de 52 US$/MWh; y ii) el proyecto Huaycoloro, con biogás proveniente del relleno sanitario que procesa la basura de la ciudad de Lima, con un precio ofertado de 110 US$/MWh.

A partir de la segunda convocatoria se hace una distinción en estas tecnologías: proyectos con biomasa fueron requeridos con un precio base revelado equivalente a 55 USD/MWh, mientras que para los de biogás no hubo necesidad de revelar el precio máximo [Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), 2014]. En la segunda convocatoria de la primera subasta, los precios ofertados por los postores con proyectos de biomasa fueron mayores con respecto a los de la primera convocatoria, sesgados por el precio máximo revelado en la convocatoria anterior. Estos superaron, en su totalidad, el precio base fijado por Osinergmin, que lo ajustó en función a los resultados de la primera convocatoria, originando que se declare desierta la subasta en este tipo de tecnología (GART, 2014).

Grupo generador de la Central de Cogeneración Paramonga I (Lima). Foto: Osinergmin.

El proyecto consiste en una central de cogeneración que utiliza como combustible el bagazo de caña (residuo del proceso de fabricación de azúcar de la empresa Aipsaa). El calor generado a partir de la quema del bagazo se usa eficientemente para producir energía térmica en forma de vapor y energía eléctrica para procesos de elaboración de azúcar y alcohol de la empresa.

El Decreto Legislativo (DL) N° 1002[1], publicado el 2 de mayo de 2008, establece en su artículo 3 que la biomasa está comprendida dentro de los RER. Por su parte, el artículo 25 de la Ley de Concesiones Eléctricas dispone requisitos para el procedimiento de concesión definitiva para la generación con RER, cuya potencia instalada sea mayor a 20 MW. Tomando en consideración esta normatividad, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (Minem) encauzó la solicitud presentada por Aipsaa dentro del procedimiento correspondiente a una concesión definitiva[2] de generación con RER para la Central Térmica Paramonga I.

Tras verificar que la solicitud de la empresa cumplió con los requisitos establecidos en la norma del sector, el 19 de enero de 2010, mediante la Resolución Suprema (RS) N° 002-2010-EM, el Minem otorgó a favor de Aipsaa la concesión definitiva de generación con RER para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en las instalaciones de la central térmica Paramonga I, con una potencia instalada de 23 MW. Esta fue dada mediante el Contrato de Concesión N° 344-2009, en el que la empresa se comprometió a suministrar la Energía Adjudicada al SEIN durante 20 años.

Aipsaa inició la implementación de su Central de Cogeneración en enero de 2009 y estuvo en un periodo de pruebas de operatividad desde el 15 de diciembre de ese mismo año. Es decir, la central estuvo en operación antes de la adjudicación de la primera subasta RER (febrero 2010). No obstante, el desarrollo del proyecto requirió de otras implementaciones a fin de instalar la nueva tecnología requerida, como la instalación de una caldera a bagazo, el cambio de turbinas a vapor por motores eléctricos, entre otros. Para hacer frente a estas nuevas inversiones, el Banco Interamericano de Finanzas (BIF) fue la contraparte de Aipssa en el financiamiento del proyecto. El mecanismo utilizado fue el de arrendamiento financiero o *leasing*. El 93% de la inversión se financió con fondos del BIF, a una tasa de 8% anual y con un plazo de seis años para su devolución [Centro de Conservación de Energía y del Medio Ambiente (Cenergia), 2011: 130].

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) autorizó que la central entrara en operación comercial a partir de marzo de 2010, con una producción anual promedio de 88 112 MWh/año. El **gráfico 7-1** muestra la evolución de la energía producida por la Central Paramonga I desde la fecha de su puesta de operación comercial, POC (31 de marzo de 2010), hasta el 30 de junio de 2019.

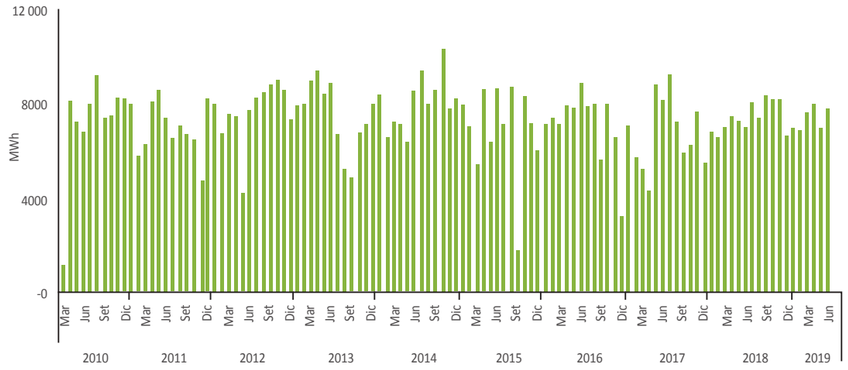
La totalidad de la energía generada por la central es colocada en el SEIN y liquidada a la tarifa adjudicada de 52 US$/MWh. Como es el caso, para todas las centrales RER, las inyecciones netas de energía hasta el límite de la energía adjudicada son remuneradas a la tarifa adjudicada, mientras que las inyecciones netas de energía en exceso a la energía adjudicada se remuneran al correspondiente costo marginal.

Un factor de éxito del proyecto se sustenta en el uso de tecnologías modernas que son más eficientes y permiten aprovechar el potencial calórico existente en el bagazo de caña. Este cambio contribuye a la mejora de la calidad del aire, básicamente, por la reducción de partículas en las emisiones. Además, considerando que el bagazo se obtiene como residuo de la actividad productiva, el proyecto no afecta los terrenos agrícolas de la zona ni su producción, lo que, junto con otras políticas de responsabilidad social llevadas a cabo por la empresa[3], permite un acercamiento con la comunidad de Paramonga (Cenergia, 2011).

Aipsaa inició la implementación de su central de cogeneración en enero de 2009.

La central utiliza como combustible el bagazo de caña (residuo de la fabricación de azúcar).

Gráfico 7-1
Energía producida por la Central Paramonga I (2010-2019)



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 7-2
Historia de Agroindustrial Paramonga[4]

Vista aérea de la hacienda Paramonga (Lima). Foto: Agro Industrial Paramonga[5].

La historia de Agroindustrial Paramonga (Barranca, Lima) se remonta al siglo XVII. En 1860, don Joaquín de Asín adquirió el Fundo Rústico Paramonga, que contaba con plantaciones de caña de azúcar. Más adelante, la familia Canaval introdujo elementos tecnológicos novedosos para la época que le permitieron convertir la empresa en la Hacienda Sociedad Agrícola Paramonga. Luego, en 1927, la transnacional Grace&Co. la adquirió y convirtió en el primer Complejo Agroindustrial Químico Papelero de la región, siendo un referente de industria durante muchos años.

Durante el gobierno del general Juan Velasco Alvarado (1968-1975) se dividió en dos empresas: la Sociedad Paramonga Ltda., empresa estatal dedicada a la producción de papel y productos químicos, y la Cooperativa Agraria Azucarera Paramonga Ltda. N° 37, cedida en propiedad a sus trabajadores y dedicada a la producción de azúcar. Luego de 20 años de cooperativismo, a principios de la década de 1990, se dieron normas para reflotar las empresas azucareras quebradas, convirtiéndolas en sociedades anónimas. En 1996, la sociedad Río Pativilca compró la mayor parte de las acciones, tomando el control de la empresa. En 1997, el Grupo Wong adquirió la empresa. Agroindustria Paramonga S.A.A. tiene más de un siglo produciendo azúcar.

7.4. ESTUDIO DE CASO: CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHIMA[6]

De acuerdo al Contrato de Concesión (en adelante, Contrato), la sociedad concesionaria (SC) debe brindar energía al SEIN por 20 años desde la POC. El proyecto implica el diseño, financiamiento, suministro de bienes y servicios requeridos para construir, operar y mantener la planta de generación hidroeléctrica Shima de 5.0 MW (Saposoa, Huallaga, región San Martín) que conectará la Barra Tocache con el SEIN, así como los sistemas de comunicación para el control por parte del COES (ver **cuadro 7-5**).

La Central Hidroeléctrica (CH) Shima fue concedida a la SC Energía Hidro S.A.C. en la primera subasta RER. El Contrato fue celebrado con minuta del 31 de marzo de 2010 entre el Minem y la referida SC. Esta última estaba obligada a suministrar energía al SEIN a partir de la construcción de la CH Shima. Como parte del compromiso, se fijaron las fechas de los diferentes hitos, como el día de cierre financiero (FCF) o la fecha de POC, entre otros (ver **ilustración 7-1**).

La FCF fue establecida el 20 de setiembre de 2010. Sin embargo, la Gerencia de Fiscalización de Electricidad (GFE) de Osinergmin (hoy División de Supervisión de Electricidad-DSE) notificó a la SC el 1 de octubre de 2010 que dicho hito no había sido cumplido y le otorgó tres días para incrementar la Garantía de Fiel Cumplimiento (Carta Fianza) en un 100%, como indica la cláusula 8.2 del Contrato. La SC argumentó que el 7 de octubre de 2010 informó al Minem que contaba con financiamiento propio y del BBVA Continental. Osinergmin notificó al Minem, el 27 de octubre de 2010, que era necesario ejecutar la Carta Fianza de USD 500 000 porque no había presentado la documentación que probaba el cumplimiento del hito de FCF, el Contrato de Financiamiento. La SC afirmó que presentó ante el Minem el mencionado contrato el 11 de noviembre de 2010 y solicitó a la GFE que deje sin efecto la ejecución de la Carta Fianza el 12 del mismo mes. La SC afirmó que la GFE respondió el 16 de noviembre de 2010 que se había culminado con el hito de FCF. Sin embargo, el Minem notificó la ejecución el 4 de diciembre de 2010 y solicitó su reposición en un plazo de 30 días o el Contrato sería resuelto. El 17 de diciembre del mismo año, el Minem comunicó a la SC el fin de las negociaciones sin acuerdo con respecto al reclamo de la ejecución de la Carta Fianza. El Minem resolvió el Contrato el 11 de marzo de 2011.

El 20 de diciembre del 2010, la SC inició un arbitraje contra el Minem que se resolvió a favor de la SC el 11 de setiembre de 2012. El Minem debía, entre otros, devolver la Carta Fianza y restablecer el plazo del proyecto por la cantidad de días transcurridos desde el 4 de diciembre de 2010 a la fecha de la decisión del laudo arbitral, en la cual recobró vigencia el Contrato; y pagar los gastos arbitrales. Entre noviembre de 2012 y octubre de 2015, la SC solicitó al Minem la suscripción de una adenda al Contrato para formalizar lo dispuesto en el laudo. Durante dicho periodo, el 3 de abril de 2013, la Dirección General de Electricidad (DGE) del Minem afirmó que correspondía firmar la adenda para cumplir lo dispuesto en el laudo. De igual manera se pronunció la GFE de Osinergmin el 15 de diciembre de 2015, luego del pedido del Minem.

El 12 de febrero de 2016, la empresa presentó un nuevo cronograma de ejecución de

Cuadro 7-5
Ficha resumen

Contrato de concesión para el suministro de energía renovable al SEIN	
Concesionario	Energía Hidro S.A.C.
Proyecto	Central Hidroeléctrica Shima
Ubicación	Saposoa – Huallaga – San Martín
Potencia instalada (MW)	5
Recurso hídrico	Río Shima
Barra de oferta	Barra Tocache 138 kv
Fecha de firma	31/03/2010
Fecha de POC	13/09/2019*
Vigencia de contrato (años)	20
Energía ofertada anual (MWh)	32 920
Monto de inversión ofertado (USD millones)	20.9
Precio de energía ofertada (USD/MWh)	64

Nota. (*) La concesionaria ha solicitado ampliación hasta el 28/08/2020.
Fuente: DSE (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

obras, y el 16 de mayo y 9 junio del mismo año absolvió las observaciones del Minem. Sin embargo, el reconocimiento del plazo durante el cual el Contrato no estuvo vigente implicaba que la fecha de POC fuera el 11 de junio de 2014, lo cual era imposible de ejecutar. Por ello, la SC solicitó modificar, mediante carta del 15 de noviembre de 2016, el referido cronograma reconociéndole 914 días calendario (aproximadamente 30 meses) para realizar la obra.

Mediante Resolución Ministerial (RM) N° 547-2016-MEM/DM del 27 de diciembre de 2016, aprobó el texto de la minuta de la Adenda 1 al Contrato donde se aprueba un nuevo cronograma considerando los 914 días solicitados por la SC teniendo en cuenta: 1) lo inejecutable de la fecha de POC resultante del laudo, 2) que el plazo original del proyecto era de 30 meses, 3) que las obras realizadas hasta 2011 no estaban en buen estado por falta de mantenimiento y 4) que el Gobierno Regional de San Martín había construido un sistema de agua potable para Saposoa tomando agua del río Shima en un punto previo de la descarga del proyecto de la CH, lo cual obligó a una reevaluación de la capacidad de generación, que dio como resultado la necesidad de realizar diseños complementarios para cumplir con el Contrato.

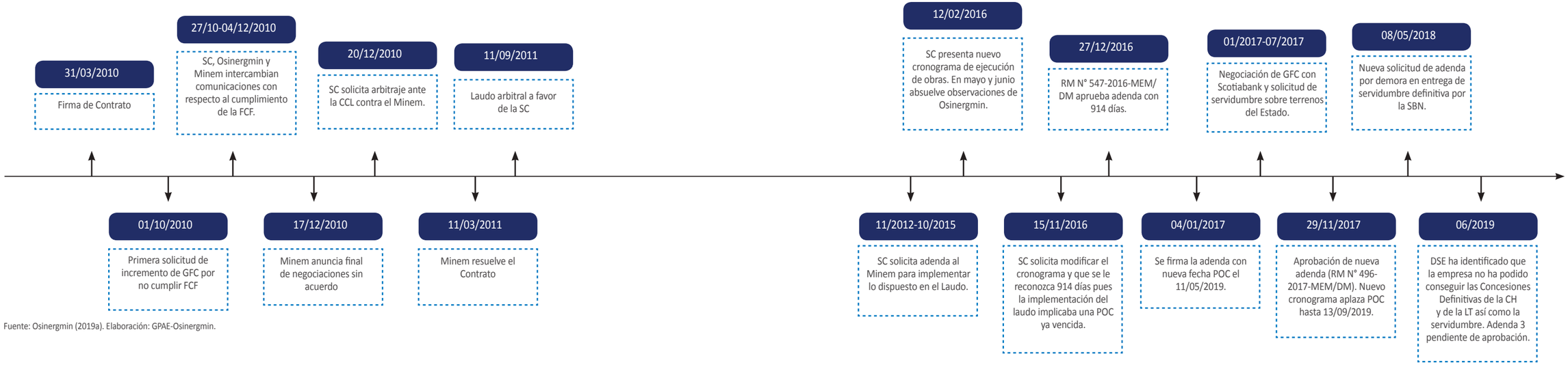
La SC debía presentar la Carta Fianza nuevamente en un plazo de 40 días calendario desde la fecha de la RM, bajo anulación de la Adenda. El 4 de enero de 2017 se firmó la Adenda 1 con la fijación de una nueva fecha de POC, el 11 de mayo de 2019. La SC solicitó a Scotiabank la Carta Fianza; sin embargo, pidió un plazo adicional de 20 días hábiles el 10 de febrero de 2017, debido a que la entidad bancaria comunicó el 9 de febrero la necesidad de un tiempo extra de 22 días hábiles para la evaluación de la solicitud. La Carta Fianza fue remitida a la DGE mediante una misiva del 10 de marzo de 2017.

En junio y julio de 2017, la SC presentó a la DGE la solicitud de otorgamiento de servidumbre sobre terrenos del Estado. La SC pidió una ampliación del cronograma el 27 de diciembre de 2017, luego de que Osinergmin le comunicara que debía supervisarse el cumplimiento de la FCF del 8 de noviembre de 2017. Esta fue aprobada en la Adenda 2 mediante RM N° 496-2017-MEM/DM (ver **cuadro 7-6**) del 29 de noviembre de 2017. La nueva FCF fijada fue para el 21 de julio de 2018 y la nueva POC para el 13 de setiembre de 2019. La SC remitió el nuevo cronograma a Osinergmin el 15 de febrero de 2018.

La demora en la entrega del predio por la Superintendencia Nacional de Bienes Estatales (SBN) fue la razón de un nuevo pedido de ampliación de cronograma por motivos de Fuerza Mayor (8 de mayo de 2018). En dicha solicitud, la FCF se modificaría hasta el 6 de julio de 2019. El 25 de mayo de 2018, la SBN entregó provisionalmente un predio de 90 216.07 m^2 en el distrito de Saposoa (Huallaga, San Martín).

Zona de bocatoma de la Central Hidroeléctrica Shima (San Martín). Foto: Osinergmin.

Ilustración 7-1
Línea de tiempo de CH Shima



Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

De acuerdo con los informes de supervisión de la DSE, el 3 de agosto de 2018, dicha división solicitó a la SC información del cumplimiento de la FCF, es decir, las fuentes de financiamiento de la obra y el costo total del proyecto. La DSE identificó que los permisos de servidumbre definitiva y la Concesión Definitiva, tanto de la CH Shima como de la Línea de Interconexión 60 kv SE (subestación eléctrica) Shima – SE Bellavista, aún no estaban en poder de la SC, lo cual impidió cumplir con la FCF y el inicio de obras.

Según la propia SC, a junio 2018, todavía no se había conseguido el permiso ambiental para la línea de transmisión de la CH Shima ante la Dirección Regional de Energía y Minas (DREM) de San Martín, ni la ejecución del Plan de Participación Ciudadana ante la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Minem, del que solo se había realizado talleres. No se ha tenido acceso a ninguna documentación que permita identificar que dichos permisos ya fueron otorgados a la SC. El avance de la inversión a julio de 2018 era de solo 5%. El 30 de setiembre de 2018 se cumplió el plazo límite, luego del cual la SC debía presentar a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Minem un incremento de la Carta Fianza del 100%.

De acuerdo con una comunicación de la SC a la DSE del 22 de enero 2019, la solicitud de nuevo cronograma por el retraso en el otorgamiento definitivo de la servidumbre y el trámite frente al gobierno regional de San Martín, dio como resultado que el 19 de noviembre de 2018, la DGE del Minem indique que mantenía la relación contractual en tanto la solicitud de modificación estuviera en trámite. En relación con ello, la SC había pedido la devolución de la Carta Fianza que se ejecutó indebidamente (el Minem es responsable de mantener vigente el Contrato cuando se acredita con antelación un caso de Fuerza Mayor). En ese momento, la SC estaba en trámite con el Scotiabank para renovar la Carta Fianza y necesitaba que el Contrato siguiera vigente.

Los retrasos del proyecto han llevado a la postergación de la POC por casi 10 años.

De acuerdo con la cláusula 7 del Contrato, referida a responsabilidad contractual, si un evento más allá del control razonable y previsible de una de las partes ocurre y, a pesar de los esfuerzos razonables por prevenir o reducir sus efectos, le es imposible cumplir o no ejecutar una obligación de manera total o parcial, o la cumple de forma tardía o defectuosa, no puede ser imputada. Este evento se clasifica como de Fuerza Mayor. Sin embargo, no libera del cumplimiento de las obligaciones que no son afectadas. La parte afectada debe realizar acciones para reanudar las actividades lo antes posible, comunicar los hechos a la otra parte en menos de 72 horas y mantenerla informada. A la fecha, existen al menos tres ocasiones en las que la SC ha solicitado modificaciones y/o ampliaciones del cronograma del proyecto, dos de las cuales han sido aprobadas con adendas. Está pendiente una solicitud que postergaría la POC hasta agosto de 2020, más de 10 años desde la firma del Contrato.

La documentación revisada muestra que las principales causas del retraso del proyecto fueron la controversia entre la SC y el Minem, que resultó en un laudo a favor de la SC; la implementación de este último, así como los retrasos de otras entidades en la entrega de permisos y servidumbres. Como resultado, a la fecha no se ha iniciado la obra.

Cuadro 7-6
Evolución del cronograma del proyecto

Hitos del cronograma	Fecha original	Adenda 1	Adenda 2	Solicitud de adenda 3 (en proceso)
Cierre Financiero	20/09/2010	08/11/2017	21/07/2018	06/07/2019
Inicio de obras civiles	01/10/2010	08/11/2017	22/07/2018	07/07/2019
Llegada de equipos electromecánicos en obra	01/08/2011	03/02/2018	18/03/2019	02/03/2020
Inicio de instalación de equipos electromecánicos	17/08/2011	04/08/2018	06/04/2019	26/08/2020
Puesta en Operación Comercial	30/09/2012	11/05/2019	13/09/2019	28/08/2020

Fuente: Osinergmin (2019b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

La Central de Biomasa Huaycoloro pertenece a la primera subasta y se encuentra actualmente en operación (Lima). Foto: Sociedad Peruana de Renovables (Petramás).

Izaje de una *nacelle* de la Central Eólica Tres Hermanas (Ica). Foto: Osinergmin.

08 SEGUNDA SUBASTA RER

Este capítulo incluye los resultados de la segunda subasta para el suministro de energía producida con recursos energéticos renovables, el estado actual de los proyectos adjudicados y dos estudios de caso sobre la Central Eólica Tres Hermanas y la Central Hidroeléctrica Huatziroki I.

Montaje de una góndola o *nacelle* de la Central Eólica Tres Hermanas (Ica). Foto: Osinergmin.

CAPÍTULO 8

SEGUNDA SUBASTA RER

Luego de la experiencia de la primera subasta, se lanzó la segunda según lo determinado en el nuevo reglamento. Esta incorporó cambios, como la omisión de revelar precios máximos y la imposibilidad de participación de proyectos que ya estaban construidos y con autorización de conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) por parte de su Comité de Operación Económica. La segunda subasta solo requirió una convocatoria y la cantidad ofertada superó a la demandada en 46%.

La segunda subasta se realizó sobre el nuevo reglamento de la ley de promoción de energías renovables. Uno de los cambios más importantes fue la omisión de revelar los precios máximos de la subasta por parte del regulador. La presentación de los mismos ocurriría solo si la subasta se declara desierta o si alguna oferta supera el monto máximo. Esto se debió a raíz de lo que ocurrió en la segunda convocatoria de la primera subasta, cuando las empresas ajustaron sus precios al alza con respecto a la primera al conocer los montos máximos del concurso.

La segunda subasta tuvo una sola convocatoria. Asimismo, las bases del concurso señalaron que solo podrían participar los proyectos que, a la fecha de la convocatoria, no tenían autorización escrita de conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) por parte del Comité de Operación Económica (COES). Esto restringió la postulación de centrales que anteriormente habían sido construidas (como en el caso de la primera subasta). En este concurso, la cantidad ofertada superó la demandada por 46%. La adjudicación también mejoró en términos relativos, mientras que en la primera subasta se alcanzó adjudicar el 45% de la energía requerida, en la segunda subasta ese porcentaje llegó a 58%.

En este concurso, la cantidad ofertada superó la demandada por 46%. Mientras que en la primera subasta se alcanzó adjudicar el 45% de la energía requerida, en la segunda subasta ese porcentaje llegó a 58%.

8.1. RESULTADOS

SI bien en esta subasta hubo menos postores, la tasa de proyectos adjudicados fue mayor y se observaron mejores precios que en el concurso anterior. Los postores que obtuvieron la buena pro fueron la tercera parte de los que se presentaron, a diferencia de la primera, donde el porcentaje de postores adjudicados fue la mitad de los que presentaron oferta. Como en la primera subasta, la tecnología que alcanzó más adjudicaciones fue la hidroeléctrica (ver **cuadro 8-1**).

Los precios fueron más competitivos en la segunda subasta con respecto a la primera. En general, mientras que el promedio ponderado total de la primera fue USD 80.4/MWh, en la segunda fue USD 62.3/MWh. La tecnología solar fue la que mostró mejores precios. Si bien el proyecto Moquegua FV fue el único que se adjudicó la buena pro, en esa época marcó un récord en el precio en tecnología solar (ver **cuadro 8-2**): 45.8% menor al promedio ponderado de la primera subasta.

A julio de 2019, cuatro proyectos de la segunda subasta aún no han logrado entrar en operación comercial. Sin embargo, dentro de estos hay diferencias. Por ejemplo, los proyectos hidroeléctricos 8 de Agosto, El Carmen y Manta continúan en construcción, mientras que el proyecto Huatziroki está paralizado desde marzo de 2014.

Cuadro 8-1
Cantidad de proyectos adjudicados en la primera subasta

Tecnología	Presentados	Adjudicados
Biomasa	2	1
Eólica	6	1
Solar	13	1
Hidroeléctrica	16	7
Total	**37**	**10**

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 8-2
Precios promedio ponderado de la energía en la segunda subasta (USD/MWh)

Nombre de la central RER	Tecnología	Energía (MWh)	Precio monómico (USD/MWh)
La Gringa V	Biomasa	14 020	99.99
Tres Hermanas	Eólica	415 760	69.9
8 de Agosto	Hidroeléctrica	140 000	53.9
Canchayllo	Hidroeléctrica	25 160	47.4
El Carmen	Hidroeléctrica	45 000	55.9
Huatziroki I	Hidroeléctrica	72 270	47.6
Manta	Hidroeléctrica	127 500	52
Renovandes H1	Hidroeléctrica	150 000	53.89
Runatullo III	Hidroeléctrica	120 000	56.45
Moquegua FV	Solar	43 000	119.9

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Izaje de una nacelle de la Central Eólica Tres Hermanas (Ica). Foto: Osinergmin.

8.2. ESTADO DE LOS PROYECTOS

A la fecha, en el sistema eléctrico peruano están operando seis proyectos de recursos energéticos renovables (RER) de la segunda entrada: tres hidroeléctricos, uno solar, uno de biomasa y uno eólico. Estos han agregado 161 MW al SEIN (ver **cuadro 8-3**). El **anexo 7** muestra resúmenes de cada uno de los proyectos.

Los nuevos proyectos RER en operación comercial de la segunda entrada (tres hidroeléctricos, uno solar, uno de biomasa y uno eólico) han agregado 161 MW al SEIN. A excepción de la Central Moquegua FV, los demás proyectos en operación están ubicados en la zona centro (las tres hidroeléctricas en Junín).

Compuertas del barraje móvil de la Central Hidroeléctrica Runatullo III (Junín). Foto: Osinergmin.

Cuadro 8-3
Resumen de la segunda subasta

Tecnología	Nombre del proyecto	Empresa	Potencia instalada (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Situación actual
Biomasa	Central de Biomasa La Gringa V	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA S.A.C.	3.2	99.99	●
Eólica	Central Eólica Tres Hermanas	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C	97.15	69.90	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica 8 de Agosto	GENERACIÓN ANDINA S.A.C	19	53.90	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Canchayllo	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CACHAYLLO S.A.C.	5.26	47.40	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica El Carmen	GENERACIÓN ANDINA S.A.C	8.4	55.90	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Huatziroki I	EMPRESA GENERACIÓN HIDRÁULICA SELVA S.A.	19.2	47.60	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Manta	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES S.A.	19.78	52.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Renovandes H1	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA ANA S.R.L.	20	53.89	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Runatullo III	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE JUNÍN S.A.C.	20	56.45	●
Solar	Central Solar Moquegua FV	MOQUEGUA FV S.A.C.	16	119.90	●

Nota. ● =en operación, ● =en construcción, ● =con retraso.

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

8.3. ESTUDIO DE CASO: CENTRAL EÓLICA TRES HERMANAS

El 23 de agosto de 2011, se llevó a cabo la adjudicación de la buena pro de la segunda subasta de suministro de electricidad con RER. Uno de los adjudicatarios fue la empresa Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C. con el proyecto Central Eólica (CE) Tres Hermanas. Este se encuentra ubicado a aproximadamente 9.5 km del centro poblado de Marcona, distrito de Marcona (Nazca, Ica). El 30 de setiembre de 2011, la empresa suscribió con el Ministerio de Energía y Minas (Minem) el Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al SEIN, con fecha de inicio de la puesta de operación comercial (POC) prevista para el 31 de diciembre de 2014.

Mediante Carta COES/D/DP-794-2011 del 20 de diciembre de 2011, el COES otorgó la conformidad para la conexión al SEIN de la CE Tres Hermanas. A esa fecha, la empresa no podía aún solicitar la concesión definitiva de generación, ya que un requisito de la misma es la obtención previa de la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Esta aprobación recién se dio el 28 de agosto de 2013, mediante Resolución Directoral N° 251-2013-MEM/AAE.

El 17 de agosto de 2013, se suscribió la Primera Modificación al Contrato RER (Adenda N°1), aprobada mediante la Resolución Ministerial N° 362-2013-MEM/DM, en la cual las partes acordaron postergar la fecha de POC hasta el 31 de diciembre de 2015[1]; modificar el Anexo 1 referido a las especificaciones del proyecto, concretamente en lo que respecta a la cantidad de aerogeneradores a instalar (pasó de 45 a 33), y modificar el Anexo 4 referido a la oferta económica, específicamente sobre el incremento de la potencia instalada del proyecto por mejoras tecnológicas (pasó de 90 MW a 97.15 MW).

El 9 de marzo de 2016, el COES aprobó la operación comercial del Parque Eólico Tres Hermanas.

Mediante Oficio N° 2827-2013-MEM/AAE del 22 octubre de 2013, se aprobó el informe de mejora tecnológica. La concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación eléctrica en la central de 97.15 MW fue otorgada por el Minem mediante Resolución Suprema N° 049-2014-EM del 11 de julio de 2014, con la cual se aprobó el Contrato de Concesión N° 451-2014. Mediante Carta COES/D/DP-1464-2015 del 9 de setiembre de 2015, el COES dio pase al estudio de operatividad del proyecto.

El 20 de enero de 2016, se firmó la Adenda N° 2 del Contrato, mediante la cual las partes acordaron extender la fecha de POC hasta el 14 de marzo de 2016, debido a razones de Fuerza Mayor, sustentadas en: i) la subida de caudal que afectó el Puente Río Grande, ii) la huelga laboral en la empresa minera Shougang Hierro del Perú S.A. en la localidad de San Juan de Marcona, y iii) la presencia de vientos anómalos[2]. En consecuencia, se modificó el Cronograma de Ejecución de Obras contenido en el Anexo N° 2 del Contrato RER.

Considerando que se cumplieron los hitos previstos en el Contrato (ver **cuadro 8-5**), el 9 de marzo de 2016, el COES aprobó la operación comercial del Parque Eólico Tres Hermanas, con una potencia instalada nominal de 97.15 MW, a partir de las 00:00 horas del 11 de marzo de 2016.

Cuadro 8-4
Ficha resumen

Contrato de concesión para el suministro de energía renovable al SEIN	
Concesionario	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.
Proyecto	Central Eólica Tres Hermanas
Ubicación	Marcona – Nazca - Ica
Potencia instalada (MW)	97.15
Barra de oferta	Barra Marcona 220 kV
Fecha de firma	30/09/2011
Fecha de POC	11/03/2016
Vigencia de contrato (años)	20
Monto de inversión ofertado (USD millones)	185
Energía ofertada anual (MWh)	415 760
Precio de energía ofertada (USD/MWh)	69

Fuente: División de Supervisión de Electricidad (DSE, 2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El punto determinado para la conexión de la CE Tres Hermanas al SEIN es la barra de 220 kV de la Subestación (SE) Marcona, perteneciente a la empresa Red de Energía del Perú (REP). El parque consta de 33 aerogeneradores dispuestos en alineaciones perpendiculares a los vientos predominantes. Se instalaron aerogeneradores Siemens SWT-108, 25 de 3.15 MW y ocho de 2.3 MW de potencia nominal, por lo que la potencia nominal instalada en el nivel de tensión 34.5 kV es 97.15 MW. Cada aerogenerador está constituido por una turbina y un generador eléctrico situados en lo alto de una torre de acero, cimentada sobre una zapata de concreto armado. Al pie del aerogenerador se monta un centro de transformación de baja tensión a 34.5 kV.

Aspas listas para montaje en la CE Tres Hermanas (Ica). Foto: Osinergmin.

El monto de inversión para el proyecto fue de aproximadamente USD 185.7 millones sin impuesto general a las ventas (IGV). La financiación es del tipo Project Finance, con prestamistas senior (*senior lenders*) y dos prestamistas subordinados (*subordinated lenders*). El financiamiento comprende una deuda *senior* otorgada por U.S. Export-Import Bank, Natixis y los bancos de desarrollo europeos Proparco, Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft (DEG) y Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden (FMO), así como una deuda subordinada otorgada por el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y Natixis.

Como se mencionó previamente, se generaron dos adendas al Contrato, las cuales implicaron ampliaciones de la fecha de inicio para la puesta de operación comercial de la central eólica. No obstante, a pesar de estos retrasos, la central se encuentra actualmente en fase de operación, con una energía anual ofertada de 415 760 MWh. A la fecha, ha producido, en promedio, 40 230 MWh mensuales. El **gráfico 8-1** muestra la evolución de la energía producida por la CE Tres Hermanas desde la fecha de su POC (11 de marzo de 2016) hasta el 30 de junio de 2019.

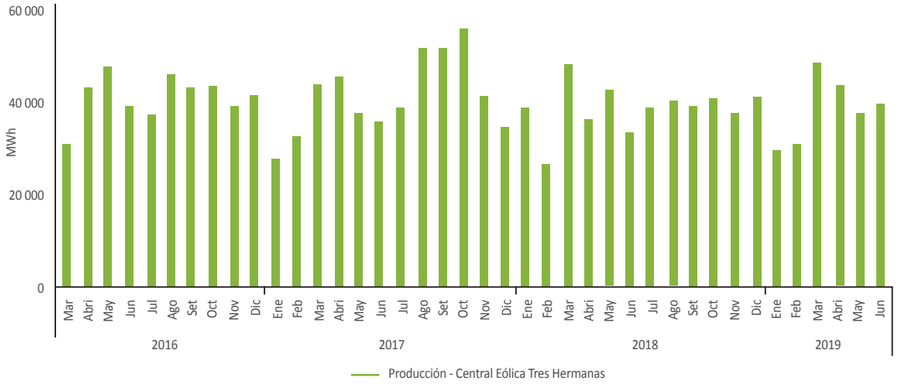
Cuadro 8-5
Cumplimiento de hitos

Hitos	Cumplimiento
Inicio de obras civiles	Diciembre 2014
Cierre financiero	Febrero 2015
Arribo del principal equipamiento electromecánico	Junio 2015
Inicio de montaje electromecánico	Julio 2015
Puesta en operación comercial (POC)	Marzo 2016

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Aerogeneradores de la CE Tres Hermanas (Ica). Foto: Osinergmin.

Gráfico 8-1
Energía producida por la Central Eólica Tres Hermanas (2016-2019)



Nota. La producción registrada para el mes de marzo de 2016 incluye la producción realizada durante las pruebas operativas.
Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

8.4. ESTUDIO DE CASO: CENTRAL HIDROELÉCTRICA HUATZIROKI I[3]

De acuerdo con el Contrato de Concesión (en adelante, Contrato), la Sociedad Concesionaria (SC) debe brindar energía al SEIN por 20 años desde la POC. El proyecto implica el diseño, financiamiento, suministro de bienes y servicios requeridos para construir, operar y mantener la planta de generación hidroeléctrica Huatziroki I, de 19.2 MW, en la localidad de Perené (Chanchamayo, Junín). La planta se conectará mediante la Barra Yaupi 138 kv al SEIN, así como los sistemas de comunicación para el control por parte del COES (ver **cuadro 8-6**).

La Central Hidroeléctrica Huatziroki I (CH Huatziroki I) fue concedida a la SC Empresa Generación Hidráulica Selva S.A. en la segunda subasta RER. El Contrato fue firmado el 28 de diciembre de 2011 por el Minem y la SC. Esta última está obligada a suministrar energía al SEIN a partir de la construcción de la CH Huatziroki I. El compromiso incluye cumplir con las fechas de los distintos hitos, como la Fecha de Cierre Financiero (FCF) o la fecha de POC (ver **ilustración 8-2**).

En junio de 2012, la SC comunicó al Minem que no era técnica ni físicamente viable la inyección a la barra de conexión y oferta originales, por lo que tuvo que costear y elaborar un nuevo Estudio de Pre-Operatividad (EPO) para evaluar un nuevo punto de conexión al SEIN. Este problema tuvo relación con que el proyecto de la CH Renovandes tiene una zona de influencia similar y se conectaría al mismo sistema eléctrico Condorcocha-Tarma-Chanchamayo. En marzo de 2012, la SC solicitó a Osinergmin más tiempo para elaborar el EPO y obtener la conformidad del COES (la consiguió el 4 de octubre de 2012). El cambio del Contrato para que la CH se conecte a la SE Yurinaki 60 Kv y que la barra de oferta sea la SE Yaupi 138 Kv, fue aprobado el 27 de junio de 2016 mediante Resolución Ministerial N° 250-2016-MEM/DM.

Cuadro 8-6
Ficha resumen

Contrato de concesión para el suministro de energía renovable al SEIN	
Concesionario	Empresa Generación Hidráulica Selva S.A.
Proyecto	Central Hidroeléctrica Huatziroki I
Ubicación	Perené - Chanchamayo - Junín
Potencia instalada (MW)	19.2
Recurso hídrico	Río Huatziroki
Barra de oferta	Barra Yaupi 138 kv
Fecha de firma	28/12/2011
Fecha de POC	07/01/2021
Vigencia de contrato (años)	20
Energía ofertada anual (MWh)	72 270
Monto de inversión ofertado (USD millones)	23.2
Precio de energía ofertada (USD/MWh)	47.6

Fuente: DSE (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Desde octubre de 2012, se solicitó a Osinergmin intermediar para que los estudios ambientales y otros afines pasen los trámites administrativos ante la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) y lograr el cierre financiero en la fecha correspondiente (24 de julio de 2013). En posteriores reportes, la SC continuó indicando dificultades y demoras en la remisión de observaciones o aprobaciones de varios documentos ambientales y permisos por parte de varias entidades estatales.

Entre octubre de 2013 y febrero de 2014, la SC y la Gerencia de Fiscalización de Electricidad (GFE) de Osinergmin (hoy DSE) intercambiaron comunicaciones en referencia al incremento de la Carta Fianza por el incumplimiento del cierre financiero. Luego de dos incrementos en 20% de la Carta Fianza requeridos por Osinergmin, la empresa denegó hacerlo por una tercera vez debido a su interpretación de la cláusula 8.3 del Contrato[4], según la cual no se puede pedir más de un incremento por el mismo hito. Por otra parte, la GFE argumentó que el Contrato estipula en dicha cláusula y la 12.3[5] que debe supervisar trimestralmente y que, cada vez que detecte un incumplimiento, debe solicitar el incremento de la Garantía de Fiel Cumplimiento (GFC).

El 19 de febrero de 2014, la SC solicitó un arbitraje a la Cámara de Comercio de Lima (CCL) para solucionar la controversia con el Minem sobre la interpretación de la cláusula 8.3. En marzo de 2014, Osinergmin solicitó nuevamente el incremento de la Carta Fianza

en 20% por el incumplimiento de la FCF, la cual fue presentada al Minem luego de que este solicitó la ejecución de la Carta Fianza a la entidad financiera correspondiente. La SC comunicó en abril de 2014 que obtuvo las aprobaciones ambientales y estaba tramitando el cierre financiero. Las solicitudes de incrementos a la Carta Fianza continuaron en los siguientes meses, pero la empresa argumentó que el arbitraje versa sobre la interpretación de las cláusulas relativas a ello e imposibilita la ejecución de la GFC. El 21 de julio de 2014, la CCL otorgó a la SC una medida cautelar por la cual la ejecución parcial o total de las cartas fianzas de GFC no podía ser solicitada por Osinergmin o el Minem, ni realizada por las entidades financieras hasta que el arbitraje terminara.

El 2 de mayo de 2014, la SC solicitó al Minem la modificación del Contrato con respecto a la fecha de POC. El 29 de octubre de 2014, el Minem otorgó parcialmente el plazo de prórroga (429 días de los 602 solicitados) para la construcción de la CH Huatziroki y requirió envíe el nuevo cronograma, remitido por la SC el 1 de diciembre de 2014. El menor plazo otorgado (173 días menos) fue debido a que identificó que algunos de los trámites corrían en plazos paralelos. Cabe señalar que el Minem reconoció que era imputable a la administración pública el atraso en el cronograma de la SC.

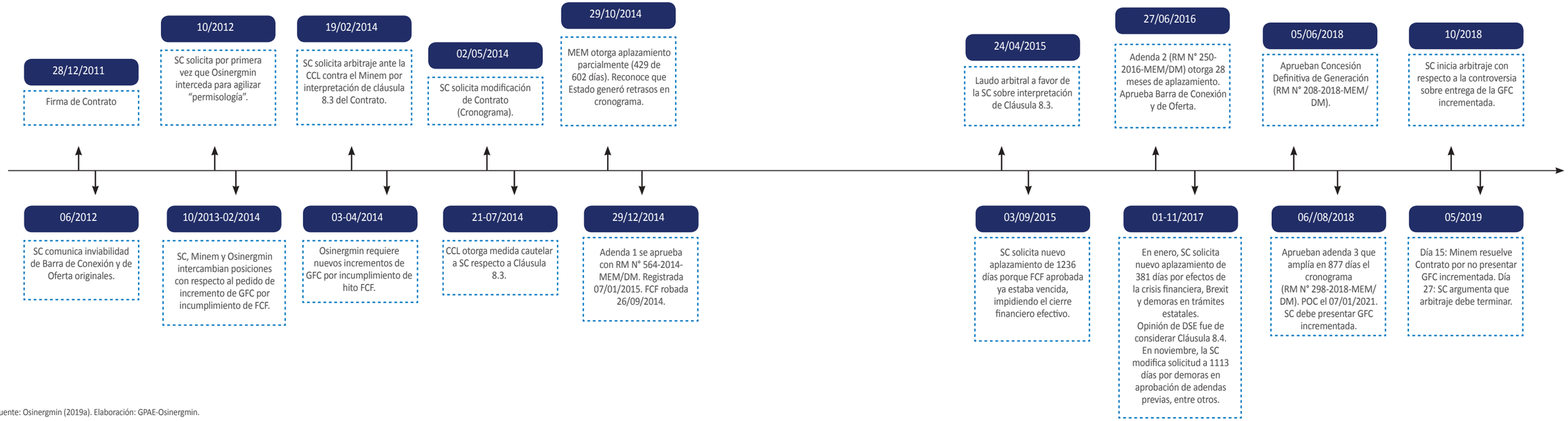
La primera adenda (Adenda 1) al Contrato se aprobó mediante la Resolución Ministerial N° 564-2014-MEM/DM del 29 de diciembre de 2014 (ver **cuadro 8-7**). Fue inscrita en la Superintendencia Nacional de los Registros Públicos el 7 de enero de 2015. Dicha modificación permitió a la SC retomar el trámite de cierre financiero con la entidad bancaria. Sin embargo, en abril de 2015, la SC afirmó ante Osinergmin que el plazo adicional otorgado por el Minem la dejó en una mala posición, pues la nueva FCF había pasado tres meses antes de la firma de la adenda, imposibilitando cumplirla. Asimismo, mencionó que las demoras en la aprobación de los permisos y tener un cronograma con FCF vencida también provocaron que los bancos no otorgaran el financiamiento y que su socio inversionista perdiera interés y buscase uno nuevo.

El laudo arbitral de la primera controversia, iniciada en 2014, fue emitido el 24 de abril de 2015. En él, principalmente, se declaró correcta la interpretación de la cláusula 8.3 de la SC, por lo cual el Minem y Osinergmin no pueden solicitar incrementos de la Carta Fianza por el incumplimiento de un hito por más de una vez. Asimismo, el Minem debió devolver la última Carta Fianza que entregó la empresa y se dejó sin efecto los dos últimos requerimientos de incrementos.

En mayo de 2015, la SC solicitó a la CCL iniciar otro proceso de arbitraje, esta vez en relación al pedido de modificación del cronograma de la Adenda 1, para que sea factible. La SC solicitó el reconocimiento de todos los retrasos provocados por las demoras de la administración pública, tanto los reconocidos como los no reconocidos en la resolución ministerial, para otra vez modificar el cronograma de ejecución. No obstante, la SC desistió y decidió negociar directamente con el Minem.

El 3 de setiembre de 2015, la SC solicitó al Minem modificar el cronograma del Contrato en 1236 días calendario, contados desde el día posterior de la POC, aprobado a partir de la Adenda 1 (ver **cuadro 8-7**), y suspendido

Ilustración 8-2
Línea de tiempo del proyecto



Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

el ya aprobado. El plazo solicitado era igual a los días acumulados de retrasos que la SC identificó en todos los trámites realizados ante el Estado más los días de ampliación que pidió y no le otorgaron.

Durante el tiempo que duró el arbitraje de 2014 y, posteriormente, la SC reportó avances en las obras civiles preliminares. En febrero de 2016, la DSE de Osinergmin mencionó que dichas obras no representaban el cumplimiento del hito de inicio de obras civiles al afirmar que no habían comenzado. Asimismo, analizó el pedido de ampliación de la SC ante el Minem y consideró que el plazo solicitado era mayor al razonable. La DSE consideró que debía otorgársele el mismo plazo del Contrato (36 meses), menos el plazo de las actividades ya ejecutadas[6], es decir, 29.2 meses. Finalmente, la DSE citó la cláusula 8.4 del Contrato[7] por el cual se estipula que el Minem es el que debe decidir aprobar o no una solicitud de postergación del cronograma mayor a un año.

El Minem extendió el plazo del cronograma por 28 meses mediante la Resolución Ministerial N° 250-2016-MEM/DM del 27 de junio de 2016 (ver Adenda 2 en el **cuadro 8-7**) y aprobó el cambio de la barra de conexión a la SE Yurinaki y de oferta a la SE Yaupi. El Minem aceptó, parcialmente, el pedido de la SC (631 días o 21 meses), en tanto solo algunos de los plazos de demora esgrimidos se podían considerar no imputables, más los siete meses que la entidad financiera demoraría en el análisis para el cierre financiero. En 30 días calendario, la SC debía presentar la Carta Fianza (GFC) incrementada en 50% (cláusula 8.4 del Contrato).

En enero de 2017, la SC remitió a la Dirección General de Electricidad (DGE) una nueva solicitud de modificación del cronograma de la SC por 381 días calendario por motivo de Fuerza Mayor, computados desde la firma de la nueva adenda. Esta se fundamentó en que la crisis financiera mundial (y luego el Brexit) afectó la consecución del financiamiento por parte de los inversionistas del proyecto (Zero30HP y Renovagy) por los mayores requisitos. Asimismo, argumentó que de los 28 meses otorgados, solo 24 fueron efectivos debido a que se aprobó la Resolución Ministerial cuatro meses después de la fecha de POC de la Adenda 1. Por ello, la SC afirmó que el cierre financiero, en el marco de la segunda Adenda (25/01/2017), no era posible de cumplir debido a la duración de las evaluaciones técnicas y legales necesarias para este y la *due dilligence*[8]. La opinión de la DSE del 22 de febrero 2017 ante el Minem fue que, a pesar de haberle otorgado una ampliación total de 3.5 años, la SC no había iniciado obras civiles y recomendaron al Minem tener en consideración la cláusula 8.4 del Contrato.

En noviembre de 2017, la SC remitió una carta solicitando y argumentando que la extensión del cronograma debía ser de 1113 días calendario, teniendo en cuenta los retrasos en las aprobaciones de las dos adendas previas y la que estaba en curso, el atraso en la aprobación de la Concesión Definitiva de Generación y la de Transmisión y los demás permisos, estudios, entre otros. La nueva fecha POC solicitada por la SC era el 21 de julio de 2021. En abril y mayo de 2018, la DGE pidió a Osinergmin su opinión sobre el cumplimiento de los hitos por parte de la SC y sobre la modificación del cronograma solicitado. Osinergmin volvió a mencionar lo expuesto en febrero de 2017. Asimismo, con respecto al argumento de la SC que indica que los atrasos solo son imputables al actuar del Estado peruano, la DSE señaló que Osinergmin no tiene competencia para opinar sobre dicha actuación.

Cuadro 8-7
Evolución del cronograma del proyecto

Hitos del cronograma	Original	Adenda 1	Adenda 2	Adenda 3
Cierre Financiero	24/07/2013	26/09/2014	25/01/2017	08/04/2019
Inicio de obras civiles	27/06/2013	29/07/2014	27/11/2016	08/05/2019
Llegada de equipos electromecánicos en obra	17/09/2014	20/11/2015	20/03/2018	31/07/2020
Inicio de instalación de equipos electromecánicos	19/08/2014	22/10/2015	19/02/2018	30/08/2020
Puesta en Operación Comercial	31/12/2014	04/03/2016	04/07/2018	07/01/2021

Fuente: Osinergmin (2019b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

La Concesión Definitiva de Generación fue otorgada a la SC mediante Resolución Ministerial N° 208-2018-MEM/DM del 5 de junio de 2018 y la tercera adenda al Contrato fue aprobada con la Resolución Ministerial N° 298-2018-MEM/DM del 6 de agosto de 2018 (ver Adenda 3 en **cuadro 8-7**). Esta también solicitaba el incremento de la GFC en 50%, de acuerdo con el Contrato, en un plazo de 60 días, y ampliaba el cronograma en 877 días calendario. De no cumplir con el incremento de la GFC, el Minem podía ejecutarla y resolver el Contrato.

En octubre de 2018, la SC inició un arbitraje con el Minem ante la CCL por la controversia con respecto al plazo otorgado para incrementar la GFC y solicitó su suspensión al amparo de la cláusula 11.6 del Contrato[9]. El 15 de mayo de 2019, el Minem comunicó a la SC que el Contrato quedaba resuelto por haber incumplido con presentar el incremento de la GFC según lo dispuesto en la Resolución Ministerial N° 298-2018-MEM/DM y no haber cumplido con la POC en la fecha prevista. La SC respondió el 27 del mismo mes, indicando que dicha resolución es contraria a derecho, toda vez que el laudo arbitral aún no ha sido emitido.

Durante los casi ocho años transcurridos desde la firma del Contrato, la SC ha solicitado tres ampliaciones de plazo argumentando causa de Fuerza Mayor debido, principalmente, a los retrasos de permisos de la administración pública. Otro motivo alegado fue la afectación de la crisis financiera internacional sobre el proyecto, en tanto los inversionistas ya no podían acceder al financiamiento en las mismas condiciones. Un tercer factor que afectó el desarrollo del proyecto fueron las controversias surgidas entre la SC y el Minem.

A la fecha, hubo tres controversias, la primera y la tercera llevaron a un proceso de arbitraje. La primera estuvo relacionada a la interpretación y aplicación de la cláusula 8.3 del Contrato, cuyo laudo fue a favor de la SC. La segunda a la imposibilidad de cumplir el cronograma aprobado en la primera Adenda, para la cual la SC decidió, finalmente, negociar directamente con el Minem. La tercera está referida a la no aceptación de la ampliación de plazo de entrega de la GFC incrementada en 50%, asociada a la Adenda 3. A la fecha de elaboración de este texto, no hay laudo emitido.

Como resultado de estos factores, existen tres resoluciones ministeriales que ampliaron el cronograma del proyecto, ninguno de los hitos ha sido cumplido y la POC se postergó hasta enero de 2021, más de nueve años desde la firma del Contrato. La documentación revisada muestra que la SC consiguió, con varios retrasos, todos los permisos para ejecutar el proyecto y la Concesión Definitiva de generación; sin embargo, aún no cuenta con la Concesión Definitiva de transmisión, la cual fue denegada mediante Resolución Ministerial N° 0025-2018-MEM/DGE.

El proyecto ha sufrido diversos retrasos, principalmente por controversias entre la SC y el Estado.

Apertura de trocha de acceso a la casa de máquina de Central Hidroeléctrica Huatziroki I (Junín). Foto: Osinergmin.

Construcción de campamento tradicional de la CH Huatziroki I (Junín). Foto: Osinergmin.

Trazo y replanteo de la CH Huatziroki I (Junín). Foto: Osinergmin.

Bocatoma de la Central Hidroeléctrica Carhuac (Lima). Foto: Osinergmin.

09 TERCERA SUBASTA RER

Este capítulo incluye los resultados de la tercera subasta para el suministro de energía producida con recursos energéticos renovables, el estado actual de los proyectos adjudicados y dos estudios de caso de la Central Hidroeléctrica Runatullo II y de las Centrales Hidroeléctricas Hydrika 1, 2, 3, 4 y 5.

Generador y turbina de la Central Hidroeléctrica Potrero (Cajamarca). Foto: Osinergmin.

CAPÍTULO 9

TERCERA SUBASTA RER

De acuerdo con el artículo 6 y las disposiciones transitorias del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002, el Ministerio de Energía y Minas determinó la fecha de inicio del proceso de la tercera subasta RER para suministro de energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional el 12 de agosto de 2013. Se estableció que la energía anual total a subastar sería 1620 GWh, de los cuales 1300 GWh serían para proyectos hidroeléctricos RER y, la diferencia, para los de biomasa. La buena pro se otorgó en diciembre de 2013.

9.1. RESULTADOS

La subasta se realizó mediante convocatoria solo para tecnología hidroeléctrica. Se presentaron 24 postores y se adjudicaron 16 proyectos. La empresa de generación eléctrica Canchayllo presentó tres proyectos, sin embargo, para dos de ellos no incluyó la garantía de fiel cumplimiento y quedaron descalificados. Así, solo se suscribieron los contratos para 14 proyectos (ver **cuadro 9-1**).

A julio de 2019, nueve proyectos de la tercera subasta aún no han logrado entrar en operación comercial. Por ejemplo, el caso de IBT Group Llc. (propietaria de cinco proyectos: Hydrika) es uno de los que se ha generado mayores retrasos en la entrada de nueva energía con recursos energéticos renovables (RER). Las dificultades para la conexión a la subestación, conflictos sociales y demoras administrativas han generado paralización e, incluso, un arbitraje con el Estado.

9.2. ESTADO DE LOS PROYECTOS

De la tercera subasta, solo cinco proyectos están operativos y suman 89.7 MW y representan, aproximadamente, una inyección de 524 GWh al sistema (ver **cuadro 9-2**). El **anexo 8** muestra resúmenes de cada uno de los proyectos.

La subasta se realizó mediante convocatoria solo para tecnología hidroeléctrica. Se presentaron 24 postores y se adjudicaron 16 proyectos. Solo se suscribieron los contratos para 14 proyectos.

Casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Runatullo II (Junín). Foto: Osinergmin.

Cuadro 9-1
Proyectos hidroeléctricos de la tercera subasta

Precio	USD/MWh	Número de proyectos
Mínimo	50.5	14
Promedio ponderado	56.4	
Máximo	64.8	

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

9.3. ESTUDIO DE CASO: CENTRAL HIDROELÉCTRICA RUNATULLO II

El 12 de diciembre de 2013 se llevó a cabo la adjudicación de la buena pro de la tercera subasta de suministro de electricidad con RER. Uno de los adjudicatarios fue la Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C. (Egejunín) con el proyecto Central Hidroeléctrica (CH) Runatullo II. El 29 de setiembre de 2011, la empresa Egejunín solicitó la concesión definitiva de generación de energía eléctrica en lo que sería su futura CH, con una potencia instalada de 19.1 MW y localizada en los distritos de Mariscal Castilla y Comas (Concepción, Junín), utilizando los recursos hídricos del río Runatullo. Mediante Resolución Ministerial N° 114-2012-MEM/DM del 2 de marzo de 2012, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) aprobó otorgar la concesión definitiva[1] mediante el Contrato de Concesión Definitiva de Generación con RER N° 395-2011 firmado el 23 de marzo de 2012. El 22 de mayo de 2012, por Resolución Directoral N° 045-2012-ANA-DARH de fecha 22, emitida por la Dirección de Administración de Recursos Hídricos (DARH) de la Autoridad Nacional del Agua (ANA), se otorgó la Autorización de Ejecución de Obras[2].

Cuadro 9-2
Resumen de la tercera subasta

Tecnología	Nombre del proyecto	Empresa	Potencia instalada (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Situación actual
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Carhuac	ANDEAN POWER S.A.	20.00	54.80	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Colca	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA S.A.C	12.05	56.89	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Hydrika 1	HYDRIKA 1 S.A.C.	6.60	54.90	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Hydrika 2	HYDRIKA 2 S.A.C.	4.00	54.50	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Hydrika 3	HYDRIKA 3 S.A.C.	10.00	53.90	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Hydrika 4	HYDRIKA 4 S.A.C.	8.00	55.50	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Hydrika 5	HYDRIKA 5 S.A.C.	10.00	53.90	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Karpa	HIDROELÉCTRICA KARPA S.A.C.	20.00	55.70	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Laguna Azul (Mamacocha)	CH MAMACOCHA S.R.L.	20.00	62.00	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Potrero	EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	19.90	51.77	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Runatullo II	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE JUNÍN S.A.C	19.10	55.59	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Santa Lorenza I	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA LORENZA S.A.C	18.70	64.80	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Yarucaya	HUAURA POWER GROUP S.A.	17.50	50.50	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Zaña 1	ELECTRO ZAÑA S.A.C.	13.20	57.50	●

Nota. ● =en operación, ● =en construcción, ● =con retraso.

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El 16 de agosto de 2012, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) aprobó el Estudio de Pre Operatividad (EPO) del proyecto[3] y a partir de dicho mes se iniciaron las obras civiles. Con respecto al cierre financiero, este se concretó dentro del plazo programado (marzo de 2013), mediante el compromiso formal de los accionistas de la empresa de invertir el dinero requerido para concretar la CH Runatullo II[4].

En febrero de 2014, se firmó el Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al Sistema Interconectado Nacional (SEIN). En tal sentido, el proyecto ya se encontraba en fase de construcción cuando fue adjudicado en la tercera subasta. En específico, según el informe presentado por la empresa[5], el avance de las obras del proyecto se encontraba en un 72% al 31 de marzo de 2014. El montaje y pruebas de equipos estaban programados para setiembre 2014, de acuerdo con el contrato de concesión RER; sin embargo, la concesionaria lo realizó en julio y agosto de 2014[6]. El 12 de setiembre de 2014, mediante Carta COES/D/DP-1349-2014, el COES aprobó el estudio de operatividad del proyecto. Asimismo, con Carta COES/D/DP-1814-2014 del 23 de diciembre de 2014, dio pase a la operación comercial de los grupos de generación 1 y 2 de la CH Runatullo II, con una potencia efectiva de 10 MW por cada grupo, a partir de las 00:00 horas del 24 de diciembre de 2014[7] (ver **cuadro 9-4**).

El proyecto ya se encontraba en fase de construcción cuando fue adjudicado en la tercera subasta.

Cuadro 9-3
Ficha resumen

Contrato de concesión para el suministro de energía renovable al SEIN	
Concesionario	Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C.
Proyecto	Central Hidroeléctrica Runatullo II
Ubicación	Mariscal Castilla – Concepción – Junín
Recurso hídrico	Río Runatullo
Potencia instalada (MW)	19.1
Barra de oferta	Barra Huayucachi 220 kV
Fecha de firma	18/02/2014
Fecha de POC	24/12/2014
Vigencia de contrato (años)	20
Monto de inversión ofertado (USD millones)	35.6
Energía ofertada anual (MWh)	80 000
Precio de energía ofertada (USD/MWh)	55.59

Fuente: División de Supervisión de Electricidad (DSE, 2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 9-4
Cumplimiento de hitos

Hitos	Cumplimiento
Inicio de obras civiles	Agosto 2012
Cierre Financiero	Marzo 2013
Arribo del principal equipamiento electromecánico	Junio 2013
Inicio de montaje electromecánico	Noviembre 2013
Puesta en Operación Comercial (POC)	Diciembre 2014

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

La central aprovecha un caudal de 7 m³/s proveniente del río Runatullo, así como un salto neto de 331.25 metros para generar hasta 20 MW de potencia efectiva[8]. El agua es conducida por un primer túnel de 606 metros, seguido por un canal de 1520 metros; a continuación, un túnel de 1918 metros; y, finalmente, una tubería forzada de 566 metros que la lleva a la casa de máquinas. La casa de máquinas está ubicada en superficie y en ella se encuentran instaladas dos turbinas Pelton con una capacidad de generación de 10 MW cada una.

Cimentación del generador y la turbina de la Centra Hidroeléctrica Runatullo II (Junín). Foto: Osinergmin.

El proyecto ya concluyó, con un monto de inversión aproximado de USD 35.6 millones, y ahora está en fase de operación, con una producción promedio de 8430 MWh mensuales. El **gráfico 9-1** muestra la evolución de la energía producida por la central hidroeléctrica desde la fecha de su POC (24 de diciembre de 2014) hasta el 30 de junio de 2019.

9.4. ESTUDIO DE CASO: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HYDRIKA 1, 2, 3, 4 Y 5[9]

De acuerdo con el Contrato de Concesión de cada una de las cinco CH (en adelante, los Contratos), las Sociedades Concesionarias (SC) deben brindar energía al SEIN. El plazo es por el periodo entre la POC y el 31 de diciembre de 2036[10]. Los proyectos implican el diseño, financiamiento, suministro de bienes y servicios requeridos para construir, operar y mantener la correspondiente planta de generación hidroeléctrica. Las cinco CH se conectarán mediante la Barra Huallanca 138 kV al SEIN, así como los sistemas de comunicación para el control por parte del COES (ver **cuadro 9-5**).

Las CH (en adelante cada CH será referida como H1, H2, H3, H4 y H5) fueron concedidas a cinco SC que pertenecen al mismo grupo económico en la tercera subasta RER. Los Contratos fueron firmados el 18 de febrero de 2014 por el Minem y las SC. Así, están obligadas a suministrar energía al SEIN a partir de la construcción de las CH. El compromiso incluye cumplir con las fechas de los distintos hitos (ver **cuadro 9-6**).

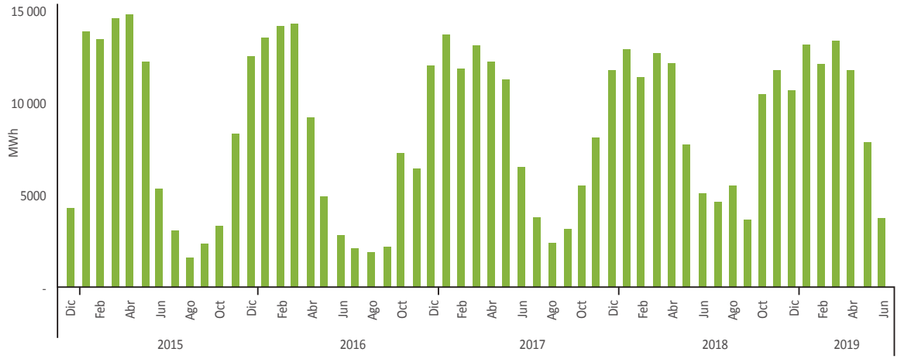
En mayo de 2015, las SC solicitaron a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Minen modificar el cronograma por Fuerza Mayor. Esta vez porque la Dirección Regional de Energía y Minas (DREM) de Áncash se retrasó cinco meses en responder con respecto a los expedientes de Evaluación de Impacto Ambiental Preliminar (EVAP), lo que a su vez retrasó la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) semidetallados. El Minem comunicó en agosto de 2015 la aprobación de la ampliación del cronograma (ver **cuadro 9-5**).

En febrero de 2016, por Fuerza Mayor, se vuelve a solicitar la ampliación de todo el cronograma, excepto la POC, debido al retraso de la DREM Áncash en la aprobación de los instrumentos ambientales y la negativa de la empresa Energía Yamobamba S.A.C. para la interconexión de las CH con la subestación eléctrica La Ramada por desacuerdos económicos. Las SC vuelven a solicitar a la DGE en agosto del mismo año una ampliación, pero esta vez de todo el cronograma. La DGE pide el cumplimiento del numeral nueve del PR-20 COES para continuar dicho trámite y lo reitera en diciembre de 2016, abril y junio de 2017[11].

En mayo de 2017, las SC solicitan a la DGE la modificación de los Contratos de Concesión por las dificultades que tenían para cumplir los hitos y el uso de la SE (subestación eléctrica) Pallasca como barra de conexión y la SE Huallanca como barra de oferta. La DSE reporta el 22 de mayo de 2017 que los hitos de Fecha de Cierre Financiero (FCF) y de inicio de obras civiles (IOC) habían vencido y citó la cláusula 8.4 de los contratos[12], por la cual se resuelven y se ejecuta la Garantía de Fiel Cumplimiento (GFC), si la POC no se cumple antes del 31 de diciembre de 2018.

En junio de 2017, las SC reportaron haber entregado la información requerida al Minem, así como las dificultades de conectarse a la SE

Gráfico 9-1
Energía producida por la Central Hidroeléctrica Runatullo II (2014-2019)



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 9-5
Ficha resumen

Contrato de concesión para suministro de energía renovable al SEIN					
Concesionario	Hydrika 1 S.A.C.	Hydrika 2 S.A.C.	Hydrika 3 S.A.C.	Hydrika 4 S.A.C.	Hydrika 5 S.A.C.
Proyecto	CH Hydrika 1	CH Hydrika 2	CH Hydrika 3	CH Hydrika 4	CH Hydrika 5
Ubicación	Pampas - Pallasca - Áncash				
Potencia instalada (MW)	6.6	4	10	8	10
Recurso hídrico	Río Plata y Quebrada Lechuga	Río Pelagatos	Río Pampas	Río Conchucos	Río Conchucos
Barra de oferta	Huallanca 138 kv				
Fecha de firma	18/02/2014				
Fecha de POC	01/11/2018	06/07/2018	21/10/2018	02/10/2018	17/06/2018
Vigencia de contrato (años)	20	20	20	20	20
Energía ofertada anual (MWh)	35 610	20 020	50 810	44 790	57 930
Monto de inversión ofertado (USD millones)	22.40	8.20	30.62	18.61	21.89
Precio de energía ofertada (USD/MWh)	54.90	54.50	53.90	55.50	53.90

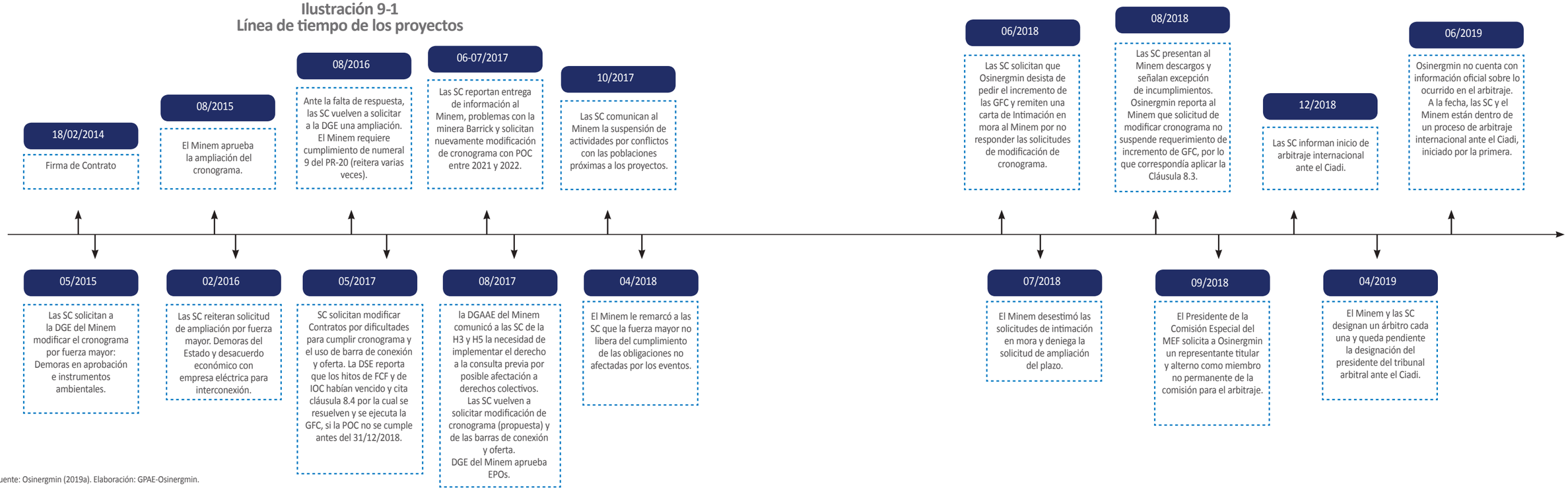
Fuente: DSE (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Alto Chicama de la minera Barrick, pues esta última exigía un compromiso de inversión. Una semana después (20/07), las SC remiten información aclaratoria y una nueva propuesta de modificación del cronograma, en la cual la POC se modifica hasta 2021 o 2022, según el caso.

En agosto de 2017, la DGAAE del Minem comunicó a las SC de la H3 y H5 que existían posibles afectaciones a derechos colectivos de los proyectos y estableció la necesidad de implementar el derecho a la consulta previa. El mismo mes, las SC solicitaron nuevamente la modificación del cronograma y de las barras de conexión y oferta. También remitieron una nueva propuesta de cronograma. Por otra parte, el COES aprobó los nuevos EPO de las cinco CH, pues la minera Barrick no presentó observaciones. Osinergmin opinó que no era razonable considerar que las SC habían incumplido el contrato en tanto aún estaba en trámite la solicitud de aplazamiento.

En octubre de 2017, las SC comunican al Minem la suspensión de actividades por conflictos con las poblaciones próximas a los proyectos. El Minem solicitó a Osinergmin en marzo de 2018 un informe sobre la existencia del conflicto social argumentado por las SC, al cual responde en mayo de 2018 indicando que Osinergmin no es competente para pronunciarse sobre dicho tema. En abril de 2018, el Minem remarcó a las SC que, según la cláusula 7.3 de los contratos[13], la Fuerza Mayor no libera del cumplimiento de las obligaciones no afectadas por los eventos.

Ilustración 9-1
Línea de tiempo de los proyectos



Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En meses anteriores, luego de las supervisiones trimestrales, Osinergmin solicitó el incremento de las GFC por el incumplimiento de los hitos del cronograma. En junio de 2018, las SC pidieron que desista de dicha solicitud hasta que se emita la respuesta del Minem sobre la modificación de los contratos. Al respecto, las SC remitieron una carta de intimación en mora, indicando que el Minem estaba incumpliendo sus obligaciones contractuales por no responder las solicitudes referidas al conflicto social y la ampliación de plazo, incluso más allá de la fecha final de vigencia de los contratos (31/12/2036). El Minem desestimó las solicitudes de intimación en mora y denegó la solicitud de ampliación del plazo en julio de 2018 (ver **cuadro 9-6**), indicando a las SC que pueden usar los mecanismos de solución de controversias previstos en los contratos si es que no están de acuerdo con la decisión. Las SC y su matriz (IBT Group LLC) presentaron al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) una solicitud de Trato Directo, etapa previa al arbitraje internacional, en el marco del Acuerdo de Promoción Comercial con Estados Unidos.

En agosto de 2018, las SC emitieron los descargos preliminares a lo argumentado por el Minem y señalaron la excepción de incumplimientos. Por otra parte, Osinergmin indicó que la solicitud de modificación de cronograma no suspende el incremento de la GFC por infracción de los hitos, por lo que correspondía aplicar la cláusula 8.3 y resolver los contratos[14].

Primera piedra de Hydrika para la construcción de minicentrales hidráulicas (Áncash). Foto: IBT Group[15].

El Presidente de la Comisión Especial del MEF, representante del Estado en Controversias Internacionales de Inversión, solicitó a Osinergmin un emisario titular y alterno como miembro no permanente de la comisión en setiembre de 2018. La matriz de las SC pidió al MEF en octubre de 2018 que el Minem no forme parte de las negociaciones y solicitó que suspenda la ejecución de los contratos y se abstenga de pedir incrementos y cobros de las GFC, a fin de evitar perjudicar el proceso de negociación y consultas. En noviembre, Osinergmin solicitó el incremento de la GFC de las cinco CH, pero las SC requirieron que quede sin efecto pues estaban renovándolas. En diciembre de 2018, las SC informaron que su matriz había presentado, por las cinco CH, la solicitud conjunta de arbitraje internacional contra el Estado, representado por el Minem, ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi).

En enero de 2019, Osinergmin informó al Minem que correspondía aplicar la cláusula 8.4 del contrato por incumplimiento de la POC, pero que dada la cláusula 11.6, la GFC no puede ejecutarse y debe mantenerse durante el arbitraje. El Minem pidió Informes Técnicos Legales sobre el cumplimiento de los contratos. En abril de 2019, el Minem y las SC designaron un árbitro cada uno, y quedaba pendiente la designación del presidente del tribunal arbitral ante el Ciadi. A junio de 2019, Osinergmin no cuenta con información oficial sobre lo ocurrido en el arbitraje.

De acuerdo con informes de supervisión de la DSE, las cinco CH tienen Certificados de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) aprobados. Por otro lado, solo la H1, H2 y H4 cuentan con Concesión Definitiva de Generación (CDG). Las CDG de la H3 y de la H5 fueron solicitadas en abril de 2016 y hasta la fecha no han sido otorgadas.

Asimismo, ninguna de las CH ha cumplido el numeral 9 del PR-20 con respecto al nuevo punto de conexión, lo cual en parte se explica por las dificultades que tuvieron con otra empresa eléctrica y la minera Barrick, que implicaron realizar nuevos estudios, pedir nuevas servidumbres, entre otros. Solo la H1, H2 y H3 tuvieron autorización para la ejecución de obras de aprovechamiento hídrico superficial de la Autoridad Nacional del Agua (ANA). Las SC han argumentado que los conflictos sociales no les han permitido iniciar las obras de las cinco CH, tampoco han logrado el cierre financiero debido, en parte, a la demora que hubo en la aprobación de la DIA.

Durante los cinco años transcurridos desde la firma de los Contratos, las SC han solicitado ampliaciones de plazo argumentando causa de Fuerza Mayor. Las primeras fueron otorgadas; sin embargo, las segundas, reiteradas en varias oportunidades, fueron rechazadas. Las cinco CH tienen incumplimiento de los hitos del cronograma y del PR-20. A la fecha, las SC y el Minem iniciaron un proceso de arbitraje internacional ante el Ciadi. Debido a que los Contratos tienen fecha límite el 31 de diciembre de 2036, mientras más demore el arbitraje y, por lo tanto, se postergue más la POC, menos tiempo de operación tendrán las CH, afectando posiblemente la viabilidad económica de los proyectos.

Cuadro 9-6
Evolución del cronograma del proyecto

Hitos del cronograma		Original	Modificación 1	Modificación 2 (en arbitraje)
Cierre Financiero	H1	01/07/2015	01/03/2016	22/09/2018
	H2			
	H3	01/07/2016		23/08/2019
	H4			23/09/2018
	H5			13/06/2019
Llegada de equipamiento electromecánico principal	H1	02/01/2018	02/09/2018	25/03/2021
	H2	09/10/2017	07/05/2018	27/11/2020
	H3	28/11/2017	22/08/2018	12/02/2022
	H4	30/08/2017	22/03/2018	13/10/2020
	H5	14/10/2017	18/04/2018	30/07/2021
Inicio de obras civiles	H1	01/08/2015	01/05/2016	22/11/2018
	H2			
	H3	01/08/2016		23/10/2019
	H4			23/11/2018
	H5			13/08/2019
Inicio de montaje electromecánico	H1	04/10/2017	04/06/2018	25/12/2020
	H2	11/07/2017	06/02/2018	29/08/2020
	H3	30/08/2017	24/05/2018	14/11/2021
	H4	01/06/2017	22/12/2017	15/07/2020
	H5	16/07/2017	18/01/2018	01/05/2021
Puesta en Operación Comercial	H1	01/07/2018	01/11/2018	24/05/2021
	H2	06/02/2018	06/07/2018	26/01/2021
	H3	21/10/2018	21/10/2018	13/04/2022
	H4	02/10/2018	02/10/2018	25/04/2021
	H5	17/06/2018	17/06/2018	28/09/2021

Fuente: Osinergmin (2019b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Enel Perú.

10 CUARTA SUBASTA RER

Este capítulo incluye los resultados de la cuarta subasta para el suministro de energía producida con recursos energéticos renovables, el estado actual de los proyectos adjudicados en dicha subasta y dos estudios de caso de la Central Solar Fotovoltaica Rubí y los Parques Eólicos Huambos y Duna.

Inauguración de la Central Solar Intipampa (Moquegua). Foto: Engie Energía Perú.

CAPÍTULO 10

CUARTA SUBASTA RER

La cuarta y última subasta de recursos energéticos renovables se inició en agosto de 2015 y culminó el 17 de mayo de 2016 con el acta de cierre. Se estableció un requerimiento de 125 GWh/año de energía para residuos forestales, 125 GWh/año de energía para residuos agrícolas, 62 GWh/año de energía para residuos sólidos, 573 GWh/año de energía eólica, 415 GWh/año de energía solar, y 450 GWh/año para proyectos hidroeléctricos. La subasta contó con un total de 13 proyectos adjudicados de los cuales seis se encuentran actualmente en operación.

10.1. RESULTADOS

En esta subasta se observaron menores precios ofertados y adjudicados para todas las tecnologías, excepto biomasa. El progreso tecnológico (especialmente en tecnología solar) y la competencia entre postores, ocasionó que se presentaran 131 proyectos (ver **cuadro 10-1**) con una importante reducción en los precios con respecto a las subastas anteriores.

10.2. ESTADO DE LOS PROYECTOS

Actualmente, solo han entrado en operación seis proyectos de esta subasta, dos están en construcción y otros cinco paralizados. Todos sumaron 422.8 MW y cerca de 1739 GWh/año. Sin embargo, desde 2017, el proyecto Rucuy salió de operación, según información disponible, por la ocurrencia de un fenómeno natural que imposibilitó la continuidad de su despacho (ver **cuadro 10-2**). El **anexo 9** muestra resúmenes de cada uno de los proyectos.

Cuadro 10-1
Cantidad de proyectos de la cuarta subasta

Tecnología	Ofertados	Adjudicados
Biomasa	2	2
Eólica	41	3
Solar	61	2
Hidroeléctrica	27	6

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El progreso tecnológico y la competencia entre postores, ocasionó que se presentaran 131 proyectos con una importante reducción en los precios con respecto a las subastas anteriores.

Cuadro 10-2
Cantidad de proyectos de la cuarta subasta

Tecnología	Nombre del proyecto	Empresa	Potencia Instalada (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Situación actual
Biomasa	Central Térmica de Biomasa Callao	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA S.A.C.	2.98	77.00	●
	Central Térmica de Biomasa Huaycoloro II (Doña Catalina)	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA S.A.C.	2.40	77.00	●
Eólica	Central Eólica Duna	GR TARUCA S.A.C.	18.40	51.79	●
	Central Eólica Huambos	CENTRAL EÓLICA HUAMBOS	2.62	46.79	●
	Central Eólica Wayra I (Parque Nazca)	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	132.30	37.83	●
Hidroeléctrica	Central Hidroeléctrica Alli	CONCESIONARIA HIDROELÉCTRICA SUR MEDIO S.A.	14.51	45.40	●
	Central Hidroeléctrica Ayanunga	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	20.00	43.98	●
	Central Hidroeléctrica Her 1	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	0.70	58.20	●
	Central Hidroeléctrica Hydrika 6	HYDRIKA 6 S.A.C.	8.90	45.90	●
	Central Hidroeléctrica Kusa	CONCESIONARIA HIDROELÉCTRICA SUR MEDIO S.A.	15.55	45.40	●
	Central Hidroeléctrica Rucuy	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RÍO BAÑOS S.A.C.	20.00	50.00	●
Solar	Central Solar Intipampa	ENGIE ENERGÍA PERÚ	40.00	48.50	●
	Central Solar Rubí	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	144.48	47.98	●

Nota. ● =en operación, ● =en construcción, ● =con retraso.
Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

10.3. ESTUDIO DE CASO: CENTRAL SOLAR RUBÍ

Vista panorámica de la Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Osinergmin.

El 16 de febrero de 2016 se llevó a cabo la adjudicación de la buena pro de la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables (RER). Uno de los adjudicatarios fue la empresa Enel Green Power Peru S.A. (Enel) con el proyecto Central Solar Rubí, localizado en el distrito de Moquegua (Mariscal Nieto, Moquegua). El 17 de mayo de 2016 se suscribió el Contrato de Concesión para el Suministro de Electricidad al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), en el cual la empresa asumió la obligación de construir la Central Solar Fotovoltaica (CSF) Rubí, con una potencia instalada de 144.48 MW para suministrar la energía adjudicada durante 20 años (ver **cuadro 10-3**).

El 22 de junio de 2016, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (Dgaae) del Ministerio de Energía y Minas (Minem) emitió la Resolución Directoral N° 196-2016-MEM/DGAAE, que aprobó la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto. Posteriormente, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) otorgó conformidad al Estudio de Pre Operatividad (EPO) para la conexión al SEIN del proyecto[1]. El 30 de setiembre de 2016, Enel presentó el cronograma de ejecución de obras del proyecto[2], aprobado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) el 13 de octubre de 2016 mediante el Oficio N° 3633-2016-OS-DSE.

El 15 de diciembre de 2015, conforme consta en el cronograma aprobado, ocurrió el cierre financiero del proyecto[3] y el 30 de noviembre de 2016 se iniciaron las obras civiles. Este cronograma consideró el 31 de marzo de 2018 como plazo para la puesta en operación comercial (POC) del proyecto. El 1 de marzo de 2017, Enel solicitó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con RER en el proyecto CSF Rubí. Tras verificar y evaluar que cumpliera con los requisitos establecidos en el Decreto Ley N° 25884, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-M, la Dirección General de Electricidad (DGE) del Minem recomendó otorgar la concesión definitiva[4], lo cual se hizo mediante Resolución Ministerial N° 328-2017-MEM/DM del 26 de julio de 2017. Como consecuencia, el 18 de agosto se firmó el Contrato de Concesión N° 507-2017[5].

Mediante Carta N° COES D/DP-1231-2017 del 25 de octubre de 2017, el COES aprobó el Estudio de Operatividad de la CSF Rubí[6]. Asimismo, el 31 de octubre de 2017, con carta N° COES/D/DP-1257-2017, autorizó la conexión para las pruebas de puesta en servicio de la central. En diciembre del 2017[7], la DGE del Minem solicitó a Osinergmin emitir opinión sobre el pedido de prórroga de plazos para la POC del proyecto, solicitada por Enel[8], hasta el 30 de mayo de 2018; es decir, dos meses después que la fecha establecida en el cronograma aprobado (31 de marzo de 2018). Cabe indicar que la fecha referencial de POC establecida en el Contrato de Concesión indicaba a más tardar el 31 de diciembre de 2018[9].

La empresa sustentó la solicitud de ampliación de la fecha POC por eventos de Fuerza Mayor, debido al plazo mayor que estimaba necesario para la elaboración del modelo matemático del parque solar, según su propia experiencia[10]. En el marco de sus funciones[11], Osinergmin dio respuesta al Minem con el Informe N° DSE-SIE-5-2018 del 10 de enero de 2018, limitándose a evaluar el cumplimiento, por parte de la empresa, de las obligaciones contenidas en el contrato de concesión. Así, mediante el informe señaló que se había cumplido oportunamente cuatro de los cinco hitos del contrato: el cierre financiero, el inicio de obras civiles, la llegada a sitio del equipamiento electromecánico y el inicio del montaje electromecánico. Además, informó que se había culminado con el montaje de 560 880 paneles solares, la instalación de los 41 centros de transformación y de los dos transformadores de potencia de 70/90 MVA, siendo el avance físico global de 97%.

Modulos fotovoltaicos de la Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Osinergmin.

Luego, la empresa remitió la Carta N° EGP-PERG-020-2018 del 30 de enero de 2018, mediante la cual desistió de su solicitud de prórroga del plazo para la POC del proyecto. El COES aprobó la operación comercial de la CSF Rubí desde las 00:00 horas del 30 de enero de 201812. De esta manera, la POC se dio antes de la fecha establecida según contrato (marzo de 2018). El **cuadro 10-4** presenta la fecha de cumplimiento de los principales hitos del Contrato de Concesión para el Suministro de RER al SEIN.

Cuadro 10-3
Ficha resumen

Contrato de concesión para el suministro de energía renovable al SEIN	
Concesionario	Enel Green Power Peru S.A.
Proyecto	Central Solar Rubí
Ubicación	Moquegua – Mariscal Nieto – Moquegua
Potencia instalada (MW)	144.48
Barra de oferta	Montalvo 220 kV
Fecha de firma	17/05/2016
Fecha de POC	30/01/2018
Vigencia de contrato (años)	20
Monto de inversión ofertado (USD millones)	165
Energía ofertada anual (MWh)	415 000
Precio de energía ofertada (USD/MWh)	47.98

Fuente: División de Supervisión de Electricidad (DSE, 2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Como se ha mencionado, el proyecto consiste en la construcción, procura y operación de la CSF Rubí de 144.5 MW, conformada por módulos fotovoltaicos de 320 W cada uno, instalados sobre estructuras metálicas de acero galvanizado (seguidores), anclados por hincas de acero directo al terreno. Cada seguidor soporta 90 módulos fotovoltaicos. La energía generada por los módulos fotovoltaicos es llevada hasta las estaciones inversoras, donde se transforma de corriente continua a corriente alterna[13].

Las estaciones inversoras cuentan con transformadores cuya función es elevar la tensión de 0.4 kV a 33 kV para poder enviar la energía generada hacia la subestación principal mediante una red interna de 33 kV. En la subestación principal se cuenta con dos transformadores de 33 kV a 220 kV con potencia nominal de 70/90 MVA, que conectan la CSF Rubí al SEIN con la subestación Montalvo.

La central Rubí tiene una potencia instalada de 144.48 MW y se encuentra ubicada en el departamento de moquegua.

Visita técnica a la Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Osinergmin.

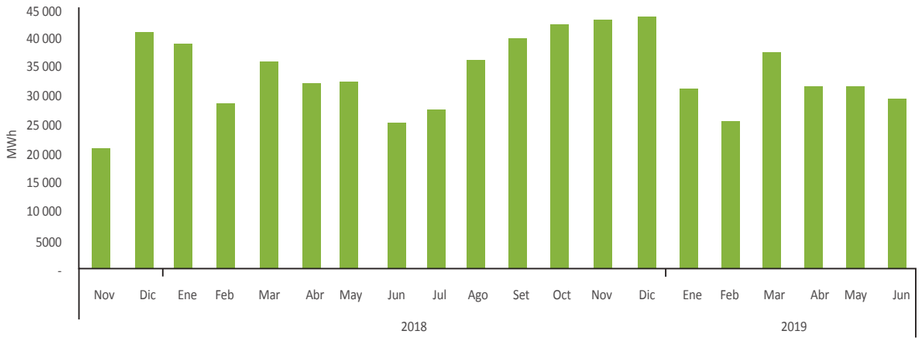
Cuadro 10-4
Cumplimiento de hitos

Hitos	Cumplimiento
Cierre Financiero	Diciembre 2015
Inicio de obras civiles	Noviembre 2016
Inicio de montaje electromecánico	Mayo 2017
Arribo del principal equipamiento electromecánico	Agosto 2017
Puesta en Operación Comercial (POC)	Enero 2018

Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

A la fecha ya se concluyeron las obras de la CSF Rubí, con un monto aproximado de inversión de US$ 165 millones. Se superaron los factores de frenaje que surgieron al inicio[14], cumpliéndose con la fecha establecida en el contrato de concesión a un ritmo normal de trabajo y adelantado con referencia al cronograma aprobado. La central está en operación comercial con una producción promedio de 33 570 MWh mensuales. El **gráfico 10-1** muestra la evolución de la energía producida por la CSF Rubí desde la fecha de su POC (30 de enero de 2018) hasta el 30 de junio de 2019.

Gráfico 10-1
Energía producida por la Central Solar Rubí (2018-2019)



Fuente: COES (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

10.4. ESTUDIO DE CASO: PARQUES EÓLICOS HUAMBOS Y DUNA[15]

De acuerdo con el Contrato de Concesión de cada uno de los parques eólicos (en adelante, los Contratos), las Sociedades Concesionarias (SC) deben brindar energía al SEIN. El plazo es por el periodo entre la POC y el 31 de diciembre de 2038[16]. Los proyectos implican el diseño, financiamiento y suministro de bienes y servicios requeridos para construir, operar y mantener la correspondiente planta de generación. Estas se conectarán mediante la Barra Carhuaquero 138 kv (Huambos) y 220 kv (Duna) al SEIN, así como los sistemas de comunicación para el control por parte del COES (ver **cuadro 10-5**).

Cuadro 10-5
Ficha resumen

Contrato de concesión para suministro de energía renovable al SEIN		
Concesionario	GR Paino S.A.C.	GR Taruca S.A.C.
Proyecto	Parque Eólico Huambos	Parque Eólico Huambos
Ubicación	Huambos-Chota-Cajamarca	
Potencia instalada (MW)	18.4	
Barra de oferta	SE Carhuaquero 138 kv	SE Carhuaquero 220 kv
Fecha de firma	17/05/2016	
Fecha de POC	14/10/2020	
Vigencia de contrato (años)	20	
Energía ofertada anual (MWh)	84 600	81 000
Monto de inversión ofertado (USD millones)	25.90	26.10
Precio de energía ofertada (USD/MWh)	46.79	51.79

Fuente: DSE (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Se aprobó una adenda que amplió el cronograma de ambos proyectos en 765 días.

Las plantas fueron concedidas a dos SC que pertenecen al mismo grupo económico en la cuarta subasta RER. Los Contratos fueron firmados el 17 de mayo de 2016 por el Minem y las SC (ver **ilustración 10-1**). De esta manera, están obligadas a suministrar energía al SEIN a partir de la construcción y operación de los parques eólicos (PE). El compromiso incluye cumplir con las fechas de los distintos hitos (ver **cuadro 10-6**), cuyo cronograma fue aprobado en noviembre de 2016 por Osinergmin.

En agosto de 2017, ambas SC solicitaron al Minem la modificación del cronograma argumentando Fuerza Mayor por algunas demoras en el otorgamiento de permisos y la implementación de la conexión al SEIN. En diciembre del mismo año, el ministerio otorgó las Concesiones Definitivas de Generación para ambos proyectos mediante Resolución Ministerial N° 508-2017-MEM/DM (Huambos) y Resolución Ministerial N° 509-2017-MEM/DM (Duna), respectivamente. En agosto y setiembre de 2018, ambos proyectos obtuvieron las adendas solicitadas un año antes, aprobadas mediante Resolución Ministerial N° 330-2018-MEM/DM (Huambos) y Resolución Ministerial N° 333-2018-MEM/DM (Duna), respectivamente. Estas reprogramaron los cronogramas en 765 días calendarios por motivos de Fuerza Mayor (ver **cuadro 10-6**). La nueva Fecha de Cierre Financiero (FCF) fue fijada para el 11 de febrero de 2019 y la POC para el 14 de octubre de 2020 en ambos proyectos.

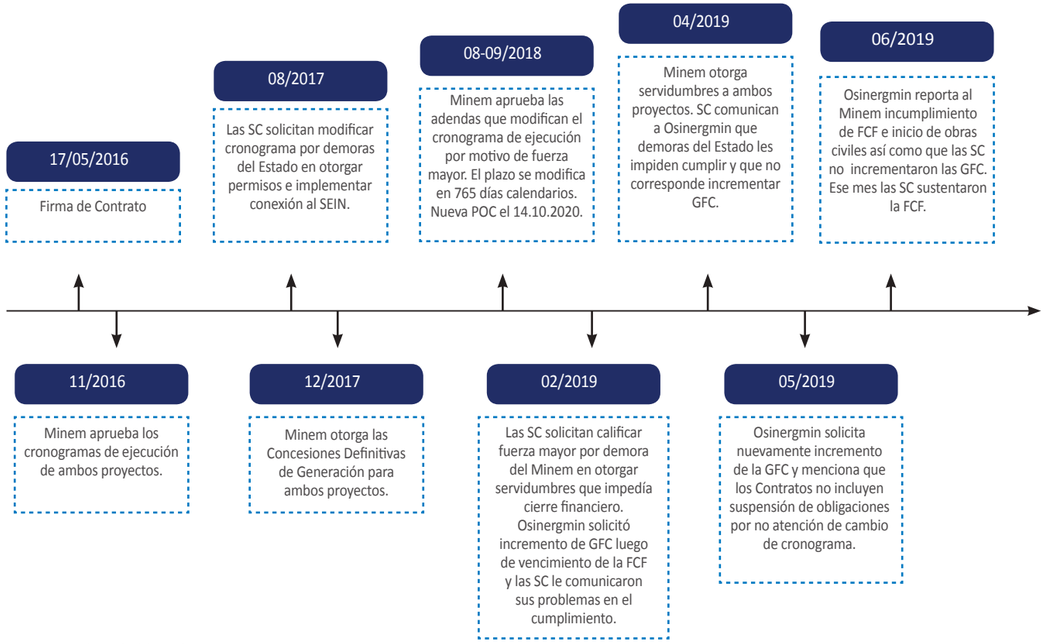
En febrero de 2019, cerca al vencimiento de la FCF, las SC solicitaron una calificación de Fuerza Mayor ante el Minem por la demora en la obtención de las servidumbres, lo cual les impedía obtener el cierre financiero. Luego de incumplirse la FCF, según lo dispuesto en los Contratos, Osinergmin solicitó a las SC el incremento de la Garantía de Fiel Cumplimiento (GFC). Las SC, en respuesta, le comunicaron el problema expuesto al Minem.

En abril de 2019, el Minem otorgó las servidumbres mediante Resolución Ministerial N°093-2019-MEM/DM (Huambos) y Resolución Ministerial N° 094-2019-MEM/DM (Duna), respectivamente. Ese mismo mes, las SC comunicaron a Osinergmin que las demoras del Estado para otorgar las servidumbres y las resoluciones que otorgan el derecho a la recuperación anticipada del impuesto general a las ventas (IGV) les habían impedido ejecutar sus obligaciones en concordancia con el cronograma y que, por ello, no les correspondía incrementar la GFC. Al siguiente mes, Osinergmin volvió a solicitar el incremento de la GFC a ambas SC por el incumplimiento de la FCF, e indicó que los Contratos no incluyen la suspensión de obligaciones por el hecho de que no se hubiesen modificado los cronogramas.

En junio de 2019, Osinergmin remitió un informe de supervisión al Minem en el que reportó el incumplimiento de los primeros dos hitos (cierre financiero e inicio de obras civiles) y que las SC no incrementaron su GFC. Por ello, mencionaron al ministerio que, según los Contratos, correspondía aplicar la Cláusula 8.3[17]. Ese mismo mes, las SC sustentaron el cumplimiento del cierre financiero. A la fecha, las SC cuentan con la aprobación de la DIA, el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos, las servidumbres y el EPO. Sin embargo, actualmente el EPO del Proyecto Parque Eólico Duna está en revisión a solicitud de la SC, que remitió una actualización al Minem. La actualización del EPO de la SC del Parque Eólico Huambos ya fue aprobada y también cuenta con el permiso de conexión al SEIN.

Durante los tres años transcurridos desde la firma de los Contratos se aprobó una Adenda que pospuso el Cronograma por un plazo mayor a dos años y, a la fecha, no se tiene información de que se haya cumplido el hito de inicio de obras civiles. Las SC reportaron en febrero pasado la imposibilidad de cumplir dicho hito y el de cierre financiero, argumentando retrasos del Estado, pero no se tiene información de que las SC hayan solicitado una reprogramación del cronograma o que el Minem esté evaluando aprobar otra adenda. Ambos proyectos, sin embargo, están retrasados.

Ilustración 10-1
Línea de tiempo de los Parques Eólicos Huambos y Duna



Fuente: Osinergmin (2019a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 10-6
Evolución del cronograma de los proyectos

Hitos del cronograma		Original	Adenda 1
Cierre Financiero	Huambos	18/09/2017	11/02/2019
	Duna		
Llegada de equipamiento electromecánico principal	Huambos	11/07/2018	27/04/2020
	Duna		
Inicio de obras civiles	Huambos	14/08/2017	11/02/2019
	Duna		
Inicio de montaje electromecánico	Huambos	23/04/2018	28/04/2020
	Duna		
Puesta en Operación Comercial	Huambos	31/12/2018	14/10/2020
	Duna		

Fuente: Osinergmin (2019b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Zona en Huambos donde se llevará a cabo el proyecto (Cajamarca). Foto: Osinergmin.

Sistema Fotovoltaico Autónomo en la Selva (Perú). Foto: Ergon Perú.

11 SUBASTA OFF-GRID

Las energías renovables y, en particular, la energía solar fotovoltaica, tienen un enorme potencial para cerrar la brecha de acceso al servicio de electricidad. Esta es mayor en zonas rurales, por lo cual, en 2013, el Perú realizó su primera subasta *off-grid*.

Vivienda beneficiaria de la primera subasta *off-grid*. Foto: Ergon Perú.

CAPÍTULO 11

SUBASTA OFF-GRID

A pesar del esfuerzo del Estado, subsiste una cantidad importante de zonas alejadas de las áreas urbanas que no tiene servicio de electricidad mediante redes. En estos casos, la dispersión entre viviendas causa que no se puedan aprovechar las economías de densidad presentes en las infraestructuras de red. Por eso, en línea con lo establecido en la Política Energética Nacional del Perú, se realizó una subasta para brindar el acceso universal al suministro energético, subsidiando el costo de la energía en los segmentos poblacionales de menores ingresos.

11.1. CARACTERÍSTICAS DE LA SUBASTA

El Decreto Legislativo (DL) N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables[1], del 1 de mayo de 2008, tiene por objetivo promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el ambiente mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad. El 27 de junio de 2013 se publicó el Decreto Supremo (DS) N° 020-2013-EM, Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas no Conectadas a Red[2], que estableció las disposiciones necesarias para la adecuada aplicación del DL N° 1002, a fin de promover el aprovechamiento de los RER para mejorar la calidad de vida de la población ubicada en las zonas *off-grid*. El reglamento dictó las normas que promueven la inversión para el diseño, suministro de bienes y servicios, instalación, operación, mantenimiento, reposición y transferencia de sistemas fotovoltaicos en las zonas que el Ministerio de Energía y Minas (Minem) defina, empleando el mecanismo de subasta previsto en el DL N° 1002.

El Decreto Legislativo N° 1002 tiene por objetivo promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el ambiente.

Así, el 12 de julio de 2013, el Minem publicó el aviso previo para la convocatoria de la primera subasta RER para suministro de energía a áreas no conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional -SEIN- (en adelante, subasta RER *off-grid*)[3], con el fin de otorgar una concesión que permita la instalación y mantenimiento de hasta 500 mil sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA). El 12 de setiembre de 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) convocó el proceso de subasta RER *off-grid*, por un plazo de 15 años, mediante instalaciones RER de tres tipos: Tipo 1, para viviendas; Tipo 2, para entidades de salud; y Tipo 3, para escuelas. La subasta fue convocada para los 24 departamentos del país, dividiendo estos en tres zonas (Norte, Centro y Sur), estableciéndose la cantidad mínima de instalaciones RER: 56 480 para el Norte; 47 825 para el Centro y 47 585 para el Sur.

Cabe mencionar que, en este esquema, las empresas distribuidoras tienen un rol que, como veremos más adelante, está relacionado a actividades comerciales y de comunicación. La subasta RER *off-grid* involucra 11 empresas distribuidoras de electricidad, conforme puede observarse en el **cuadro 11-1**. Las bases[4] mencionan que el Ministerio de Energía y Minas (Minem), administrador del Contrato, podría incorporar nuevas localidades que figuraban en el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) en las áreas no conectadas al SEIN, siendo la fecha límite la finalización del registro de usuarios[5].

Las empresas distribuidoras tienen un rol relacionado a actividades comerciales y de comunicación.

Cuadro 11-1
Cantidad mínima requerida de instalaciones RER autónomas de la 1era subasta RER off-grid

			Cantidad mínima requerida de instalaciones RER autónomas			
Zonas off-grid	**Distribuidoras**	**Departamentos**	**Tipo 1 (Viviendas)**	**Tipo 2 (Entidades de salud)**	**Tipo 3 (Escuelas)**	**Total**
Norte	Electro Norte, Hidrandina, Electro Oriente y Electro Nor Oeste	Amazonas, Cajamarca, Lambayeque, Áncash, La Libertad, Loreto, San Martín, Piura y Tumbes	55 000	280	1200	56 480
Centro	Electro Centro, Adinelsa y Electro Ucayali	Ayacucho, Huancavelica, Huánuco, Junín, Pasco, Lima, Ica y Ucayali	47 000	175	650	47 825
Sur	SEAL[6], Electro Sur Este, Electro Sur y Electro Puno	Arequipa, Apurímac, Cusco, Madre de Dios, Moquegua, Tacna y Puno	47 000	175	410	47 585
Total	**11**	**24**	**149 000**	**630**	**2260**	**151 890**

Fuente: Bases Consolidadas (anexo 7-1). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El factor de competencia de la subasta RER *off-grid* fue la menor remuneración anual; es decir, se adjudicó la subasta al postor que ofertase el menor importe por la correspondiente área no conectada al SEIN, dado el requerimiento respectivo de cantidad mínima de instalaciones RER autónomas. Esta remuneración se le garantiza al adjudicatario por el cumplimiento del Contrato de Inversión, tiene carácter de firme y es aplicada únicamente durante el plazo de vigencia del contrato.

Para cada área no conectada al SEIN, la evaluación y adjudicación, de acuerdo con el anexo 2 de las bases, se efectuó considerando que:

1. Se ordenan, de menor a mayor, las ofertas económicas por mérito de las remuneraciones anuales propuestas.

2. Se descartan las ofertas cuya remuneración anual supera la remuneración base.

3. Se adjudica a la oferta de menor valor de remuneración anual. En caso de empate, tiene prioridad la oferta con mayor capacidad de batería componente de la instalación RER autónoma del Tipo 1, conforme al anexo 6 de las bases. De ser el caso, se utiliza la mínima capacidad ofrecida dentro del área no conectada al SEIN. De continuar la situación de empate, el orden de mérito se define por sorteo.

4. La adjudicación de la buena pro se otorga a los postores cuyas ofertas fueron adjudicadas según los numerales precedentes.

11.2. RESULTADOS DE LA SUBASTA

La presentación de sobres por parte de los participantes en la subasta RER *off-grid* se realizó el 15 de octubre de 2014[7]. El acto público de apertura de sobres de oferta y adjudicación de la buena pro se realizó el 7 de noviembre de 2014. Se abrieron las ofertas económicas de los postores calificados, se dio la respectiva lectura y se registró en acto público. De acuerdo con las bases, se descartaron las ofertas que superaron la Remuneración Base (precio máximo) de la respectiva zona. Sin embargo, de conformidad con las bases, no se reveló el precio máximo de adjudicación debido a que la subasta no quedó desierta y, al menos, una oferta estuvo por debajo del referido precio máximo[8].

Como puede verse en el **cuadro 11-2**, a pesar de ser tres subastas independientes, la empresa Ergon Perú S.A.C. (en adelante, Ergon) se adjudicó la concesión en las tres zonas definidas. El acta de cierre de la subasta RER *off-grid* se suscribió el 30 de abril de 2015. Estuvieron presentes los representantes del Minem, Osinergmin, el adjudicatario, los distribuidores y el notario público. Se suscribieron los Contratos de Inversión entre el adjudicatario y el Minem, y los Contratos de Servicio entre los distribuidores[9] y el adjudicatario.

Cuadro 11-2
Resultados de las ofertas económicas de los postores calificados de la 1era subasta RER off-grid

Zona off-grid	Postores	Remuneración anual (USD/Año)	Condición	Observación
Norte	Ergon Perú S.A.C.	11 351 664	Adjudicado	-
Centro	Consorcio Juan Galindo Norte	17 717 084	Descartado	Supera remuneración base
Centro	Ergon Perú S.A.C..	8 860 950	Adjudicado	-
Sur	Consorcio Juan Galindo Norte	16 703 235	Descartado	Supera remuneración base
Sur	Ergon Perú S.A.C..	8 370 054	Adjudicado	-

Fuente: Acta Notarial de Apertura de Sobres de Oferta y Adjudicación de la Buena Pro[10]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

De acuerdo con las bases[11] y el Contrato de Inversión de la subasta RER *off-grid*, los requisitos técnicos mínimos de las instalaciones RER autónomas deberán mantenerse durante el plazo de vigencia de la remuneración anual, debiendo para ello el inversionista reponer los componentes puestos en operación comercial, con otros similares, siempre que cumplan los requisitos técnicos mínimos indicados en el **cuadro 11-3**[12]. El inversionista deberá realizar los respectivos diseños y someterlos a aprobación del Minem con respecto a las especificaciones técnicas de los conductores y accesorios eléctricos, soportes y poste del generador fotovoltaico, entre otros, que complementan las instalaciones RER que no se indican en las Bases Consolidadas y el Contrato de Inversión[13].

Vivienda beneficiaria de la primera subasta *off-grid*. Foto: Ergon Perú.

Cuadro 11-3
Características técnicas mínimas de las instalaciones RER autónomas

Componentes[14]	Instalaciones RER autónomas		
	Tipo 1 (Viviendas)[15]	Tipo 2 (Entidades de salud)	Tipo 3 (Escuelas)
Tensión en voltios (V)	12 V en corriente continua	<220 V - 240 V> en corriente alterna (monofásica)	
Generador Fotovoltaico (potencia real mínima pico a CEM[16])	85 Wp (36 celdas)	5 x 85 Wp = 425 Wp	10 x 85 Wp = 850 Wp
Controlador de carga tipo electrónico	Propuesta por el inversionista apropiada para cada tipo		
Batería del tipo sellada sin electrolito líquido	12 V de tensión nominal	La capacidad nominal no deberá ser menor a 360 Ah C100 para Tipo 2 y 720 Ah C100 para Tipo 3, hasta una tensión mínima de 1.75 voltios/celda y una temperatura de referencia de 25°C (tensión nominal de batería de 12 V)[17]	
Inversor, tipo electrónico de onda sinusoidal pura	-	800 VA	1200 VA
Lámparas tipo LED	Tres unidades	Tensión nominal de operación 220 V en corriente alterna	
	Máximo 10 W y mínimo 600 lúmenes, luz blanca, deberán tener un tiempo de funcionamiento no menor de 30 mil horas		
Sistema de montaje	Deberá adaptarse a las condiciones existentes y cargas previstas. Deberá garantizar una vida útil de 20 años		
Cableado utilizado para la interconexión de los componentes	Deberá cumplir el reglamento de baja tensión existente en Perú. Aquel que esté a la intemperie, deberá mantener sus propiedades durante al menos 20 años		

Nota. CEM: Condiciones Estándar de Medida.

Fuentes: Bases consolidadas y Contrato de Inversión (anexo 4). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El **cuadro 11-4** resume las principales obligaciones y responsabilidades de las partes involucradas, de acuerdo a lo establecido en las bases y el Contrato de Inversión.

En cuanto a la remuneración que recibe Ergon, el cargo RER autónomo es unitario por usuario determinado para cada año por Osinergmin, para de esta forma asegurar la remuneración de todos los servicios involucrados con las instalaciones RER autónomas de cada área no conectada al SEIN. Este incluye la remuneración anual, los costos de comercialización del distribuidor y los costos de administración del fideicomiso. Asimismo, la tarifa RER autónoma es el cargo RER autónomo descontando los mecanismos de compensación social, tales como el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), Fondo de Compensación Social Energética (FOSE) y otros, aplicado a los usuarios de las viviendas (instalación RER autónoma Tipo 1). Tratándose de compensación proveniente del FISE, se efectúa de acuerdo con la disponibilidad presupuestal de dicho fondo. Para las escuelas, postas médicas, locales comunales, y otras personas jurídicas, el mecanismo de compensación es el previsto en la Ley N° 29970[18] para los sistemas aislados, además del FISE y otros que le sean aplicables. Cabe recordar que Osinergmin, en adición a sus habituales funciones de regulación y supervisión de los sectores de energía y minería, ejerce la función de administrador del FISE de forma transitoria[19].

Cuadro 11-4
Obligaciones y responsabilidades de las partes involucradas

Ítem	Involucrados	Obligaciones y responsabilidades
1	Inversionista (Ergon)	· Diseña, construye-instala, opera, mantiene, realiza el corte y reconexión, repone los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA) o los equipos que resulten necesarios. · Suscribe los contratos de servicio con los distribuidores que el Minem asigne. · Reporta los SFA que se encuentran listos para su puesta en operación comercial (POC o Alta) al Minem, distribuidor y Osinergmin. · Capacita a los usuarios para el uso adecuado de los SFA. · En ningún caso, será responsable de la falta de cobranza a los usuarios. · Gestiona una central de atención de los reportes de falla formulados por los usuarios y canalizados por el distribuidor. · Al final del plazo de vigencia del Contrato de Inversión, transfiere los SFA al distribuidor.
2	Distribuidor	· Responsable de la verificación y emisión del documento de Alta de los SFA al Minem y Osinergmin para efectos de la remuneración. · Efectúa la labor de impresión y reparto de facturas a nombre y por encargo del inversionista. · Comunica al inversionista las peticiones de los usuarios de instalación, mantenimiento, desconexión y reconexión, sustitución por robo y traslado o transferencia de SFA. · Facilita la información necesaria al Minem para el control de cumplimiento del factor de servicio que forma parte del factor de corrección.
3	Minem (administrador del Contrato)	· Administra el Contrato de Inversión mediante la Dirección General de Electrificación Rural (DGER). · Realiza las acciones necesarias para que el distribuidor esté habilitado y disponga de los fondos necesarios para realizar las funciones del contrato del servicio. · Instruye el ajuste que corresponda a fin de cubrir los flujos que eventualmente faltaría para ser aportados al fideicomiso para la retribución al inversionista, distribuidores y fiduciario. · Remite a Osinergmin la información sobre el factor de corrección.
4	Osinergmin	· Aprueba el procedimiento de liquidación de los ingresos del inversionista. · Fija la correspondiente remuneración del inversionista por corte y reconexión de los SFA. · Fija el valor nuevo de reemplazo (VNR) de los SFA. · Fija el costo anual unitario de inversión. · Efectúa la regulación anual de la tarifa.

Fuente: RD N° 132-2018-MEM/DGE. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Asimismo, de acuerdo con el Contrato de Inversión, el inversionista registra a todos los pobladores que lo soliciten y a todos los que el distribuidor identifique y le comunique, hasta el día que finaliza el período de registro de usuarios (ver **cuadro 11-5**). Sin perjuicio de lo anterior, el Minem o el inversionista podrán realizar durante la etapa de instalación, la actualización del registro de usuarios que resulte pertinente, incorporando nuevos usuarios a los inicialmente inscritos y/o retirándolos, sin superar un valor máximo del 10% adicional de la cantidad total del Padrón de Usuarios presentado al Minem[20]. El inversionista custodia y remite copia del censo y registro de usuarios al Minem y al distribuidor.

La Resolución Directoral (RD) N° 132-2018-MEM/DGE, publicada el 25 de julio de 2018[21], establece aspectos a considerar en las instalaciones RER autónomas desarrolladas y/o administradas dentro del marco de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, y aquellas implementadas por los suministradores privados que cuenten con concesión eléctrica rural y en lo aplicable al Contrato de Inversión (ver **cuadro 11-6**).

La aplicación de la RD N° 132-2018-MEM/DGE se lleva a cabo en dos etapas:

i) La primera tiene una duración de 12 meses, la cual inició el 26 de julio de 2018 al entrar en vigencia la norma. En esta, las transgresiones a la norma no dan lugar a sanciones. Sirve para que los suministradores involucrados implementen todas las acciones necesarias para garantizar su cumplimiento. Los suministradores involucrados deben presentar a Osinergmin un programa de adecuación, dentro de los seis meses de iniciada esta etapa.

ii) La segunda etapa comienza inmediatamente después de finalizada la primera y tiene una duración indeterminada. Las transgresiones dan lugar a la aplicación del régimen de sanciones.

Finalmente, la RD N° 132-2018-MEM/DGE estableció las obligaciones relacionadas a las instalaciones RER de las entidades involucradas (ver **cuadro 11-7**).

Familia beneficiaria de la primera subasta *off-grid*. Foto: Ergon Perú.

Cuadro 11-5
Cronograma de ejecución de 1era subasta RER off-grid[22]

Hito	Fecha
Fecha de cierre	30 de abril de 2015
Culminación del registro de usuarios	30 de noviembre de 2015
POC de los 2000 SFA iniciales	30 de setiembre de 2016 (Zona sur) y 31 de octubre de 2016 (Zonas centro y norte)
POC de la cantidad mínima requerida más 8000 (Zonas norte y centro) y 5000 (Zona sur) SFA Tipo 1 (Viviendas)	31 de octubre de 2019
POC de los SFA adicionales	31 de enero de 2020
Fecha de culminación del plazo de vigencia	31 de octubre de 2034

Fuente: Tercera Adenda (15/04/2019) del Contrato de Inversión. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 11-6
Aspectos considerados de las instalaciones RER autónomas por el RD N° 132-2018-MEM/DGE

Aspectos	Indicador	Control
Equipamiento	1. Equipamiento	Osinergmin realiza una evaluación anual (podrá establecer una plazo menor) conforme al procedimiento de supervisión (incluirá tolerancia).
Operación	1. Funcionamiento 2. Mantenimiento	
Atención al usuario	1. Trato al usuario	Osinergmin fija plazos máximos al suministrador o según contrato. Realiza una evaluación anual (podrá establecer un plazo menor) conforme al Procedimiento de Supervisión (incluirá tolerancia). El suministrador debe presentar registro informático detallado, en caso de exceder los plazos.
	2. Medios de atención	Osinergmin realiza una evaluación anual conforme al Procedimiento de Supervisión. Podrá establecer un plazo menor de evaluación previa comunicación de una semana antes del inicio del período de control.

Fuente: RD N° 132-2018-MEM/DGE. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 11-7
Obligaciones de las entidades involucradas de acuerdo al RD N° 132-2018-MEM/DGE con respecto a las instalaciones RER autónomas

Entidades involucradas	Control
Osinergmin	1. Supervisar, fiscalizar e imponer sanciones. 2. Proponer normas complementarias o modificatorias. 3. Establecer el procedimiento de supervisión y la escala de sanciones. 4. Brindar al suministrador información que considere pertinente.
Suministrador	1. Responsable de cumplir con la normativa. 2. Diseñar e implementar procedimientos y/o mecanismos para recolección de información, evaluación de indicadores y transferencia de información a Osinergmin. 3. Pagar sanciones. 4. Implementar y mantener actualizada la base de datos conforme lo establezca Osinergmin. 5. Entregar a Osinergmin información en los plazos y forma que se fije en el Procedimiento de Supervisión. 6. Llevar un registro de todos los mantenimientos efectuados y de los tiempos de indisponibilidad de los suministros (mínimo tres últimos años). 7. Permitir acceso a Osinergmin a supervisar cualquier actividad relacionada con la aplicación de la normativa.
Usuario	1. No debe manipular, dañar ni trasladar los componentes de la instalación SFVa. En caso se requiera la reubicación, debe solicitar la intervención al suministrador.

Fuente: RD N° 132-2018-MEM/DGE. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

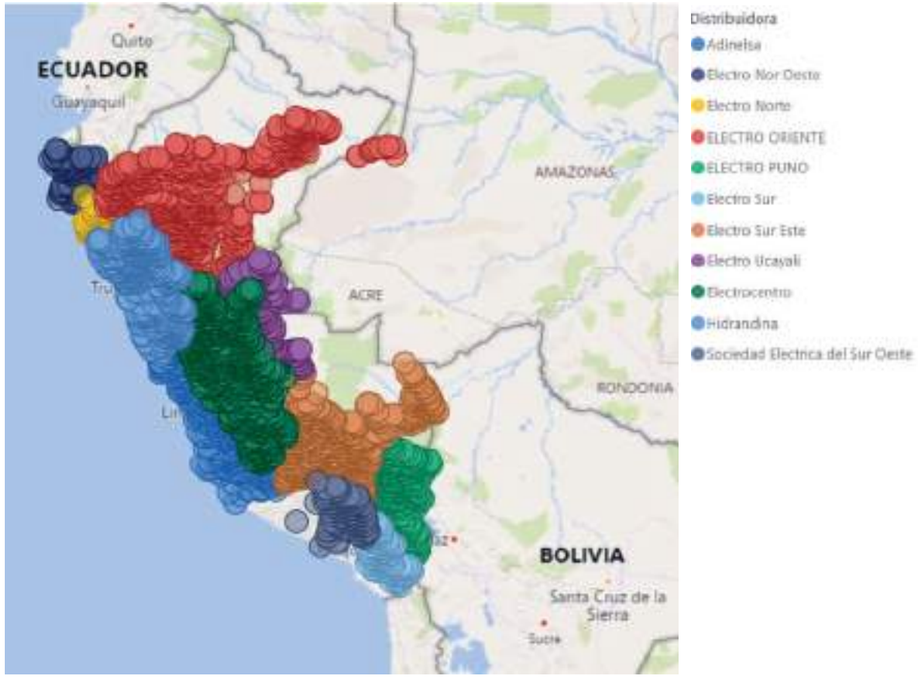
11.3. DESEMPEÑO

En todo el Perú, existen 192 939 potenciales beneficiarios de las instalaciones RER autónomas, los cuales están distribuidos por zonas geográficas y empresas distribuidoras, como se muestra en la **ilustración 11-1**.

Al 5 de julio de 2019, Ergon tenía 133 800 instalaciones RER autónomas puestas en operación comercial, 77.4% de las 172 890 correspondientes a la cantidad mínima a instalar según Contrato de Inversión (ver **cuadro 11-8**).

Las 11 distribuidoras involucradas se encuentran participando. Los centros poblados beneficiados fueron de 9546. La cobertura regional fue 20 de 24 regiones (83.3%); provincial, 132 de 197 (67%); y distrital, 669 de 1874 (35.7%).

Ilustración 11-1
Potenciales beneficiarios de las instalaciones RER autónomas de la primera subasta RER off-grid



Fuente y elaboración: FISE-Osinergmin.

La universalización del acceso a la energía eléctrica permite mejorar la calidad de vida de los ciudadanos, pues les otorga la realización de diversas actividades cotidianas en condiciones adecuadas.

Radio funcionando a base de energía solar. Foto: Ergon Perú.

Cuadro 11-8
Estadísticas de la ejecución de las instalaciones RER autónomas de la primera subasta RER off-grid (al 5 de julio de 2019)

	Cantidad	Porcentaje
a) Cantidad mínima a instalar según Contrato de Inversión hasta el 31/10/2019	172 890	-
b) Población objetivo identificada	192 939	-
c) Constataciones efectuadas	138 092	80.5% de a)
d) SFA en POC	133 800	77.4% de a)
e) SFA rechazadas	4292	3.1% de a)
f) Distribuidoras que participan	11	100% de las 11 distribuidoras involucradas
g) Cobertura regional	20	83.3% de 24 regiones
h) Cobertura provincial	132	67% de 197 provincias
i) Cobertura distrital	669	35.7% de 1874 distritos
j) Centros poblados beneficiados	9546	-

Fuente: FISE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Los tres departamentos donde más instalaciones RER autónomas se encuentran puestas en operación comercial, instalados por Ergon, son: i) Puno con 21 618; ii) Huánuco, 16 016, y iii) San Martín, 15 314 (ver **cuadro 11-9**).

Finalmente, con respecto a las estadísticas del subsidio del Estado, el FISE otorga sostenibilidad financiera a la sensibilización y constatación de la operatividad de las instalaciones RER autónomas instaladas (actividades efectuadas por las distribuidoras), en línea con el Programa Masivo Fotovoltaico para áreas no conectadas al SEIN. Esta es una iniciativa nacional que busca mitigar la falta de energía eléctrica en hogares, centros educativos y centros de salud mediante el uso de instalaciones RER autónomas en áreas no conectadas al SEIN.

Así, el FISE aporta a la sostenibilidad financiera del programa en los siguientes aspectos (ver **gráfico 11-1**):

i) Constatación de la puesta en operación comercial de las instalaciones RER autónomas encargadas a las distribuidoras, además del reconocimiento de costos incurridos en la actividad de sensibilización[23].

ii) Constituir un Fondo de Contingencia que permita pagar el Cargo RER Autónoma[24].

Cuadro 11-9
Instalaciones RER autónomas puestas en operación comercial de la primera subasta RER off-grid por departamento, (al 5 de julio de 2019)

		SFA			
ítem	Departamento	Tipo 1 (Viviendas)	Tipo 2 (Entidades de salud)	Tipo 3 (Escuelas)	Total
1	Puno	21 546	5	67	21 618
2	Huánuco	15 767	18	231	16 016
3	San Martín	15 224	3	87	15 314
4	Loreto	12 963	24	359	13 346
5	Junín	12 129	4	46	12 179
6	Cusco	11 159	6	60	11 225
7	Amazonas	8156	8	105	8269
8	Ucayali	5923	20	168	6111
9	Pasco	5170			5170
10	Apurímac	4422	4	15	4441
11	Cajamarca	4384	-	-	4384
12	La Libertad	3329	-	-	3329
13	Madre de Dios	2288	9	26	2323
14	Arequipa	1920	-	-	1920
15	Ayacucho	1785	-	-	1785
16	Piura	1756	-	-	1756
17	Huancavelica	1686	-	-	1686
18	Moquegua	1110	-	-	1110
19	Lambayeque	1091	-	-	1091
20	Áncash	727	-	-	727
	Total	**132 535**	**101**	**1164**	**133 800**

Fuente: FISE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

iii) Compensar la Tarifa RER Autónoma correspondiente a viviendas (instalación RER autónoma Tipo 1), en la parte no cubierta por el nivel máximo establecido[25].

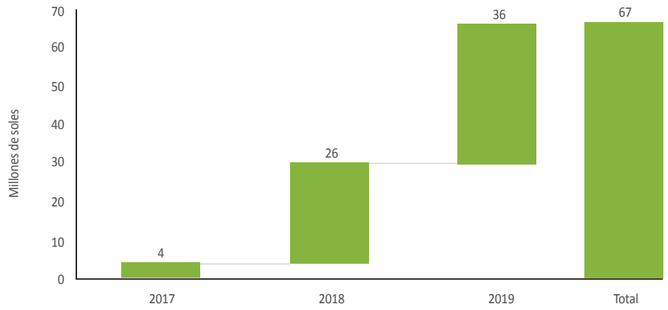
iv) Compensar la Tarifa RER Autónoma correspondiente a entidades de salud (instalaciónes RER autónoma Tipo 2) e instituciones educativas (instalación RER autónoma Tipo 3)[26].

v) Otros costos asociados directamente a las instalaciones RER autónomas o a la remuneración anual, derivados de los Contratos de Inversión y de Servicio[27].

vi) Costos de las actividades a las que se refiere el artículo 3 del DS N° 036-2014-EM[28].

Paneles solares en la isla flotante de los Uros (Puno). Foto: Shutterstock.

Gráfico 11-1
Transferencia del FISE al programa de instalaciones RER autónomas de la primera subasta RER off-grid (al 5 de julio de 2019)



Fuente: FISE (Osinergmin). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Al 5 de Julio de 2019, las transferencias del FISE a este programa han ascendido a S/ 67 millones.

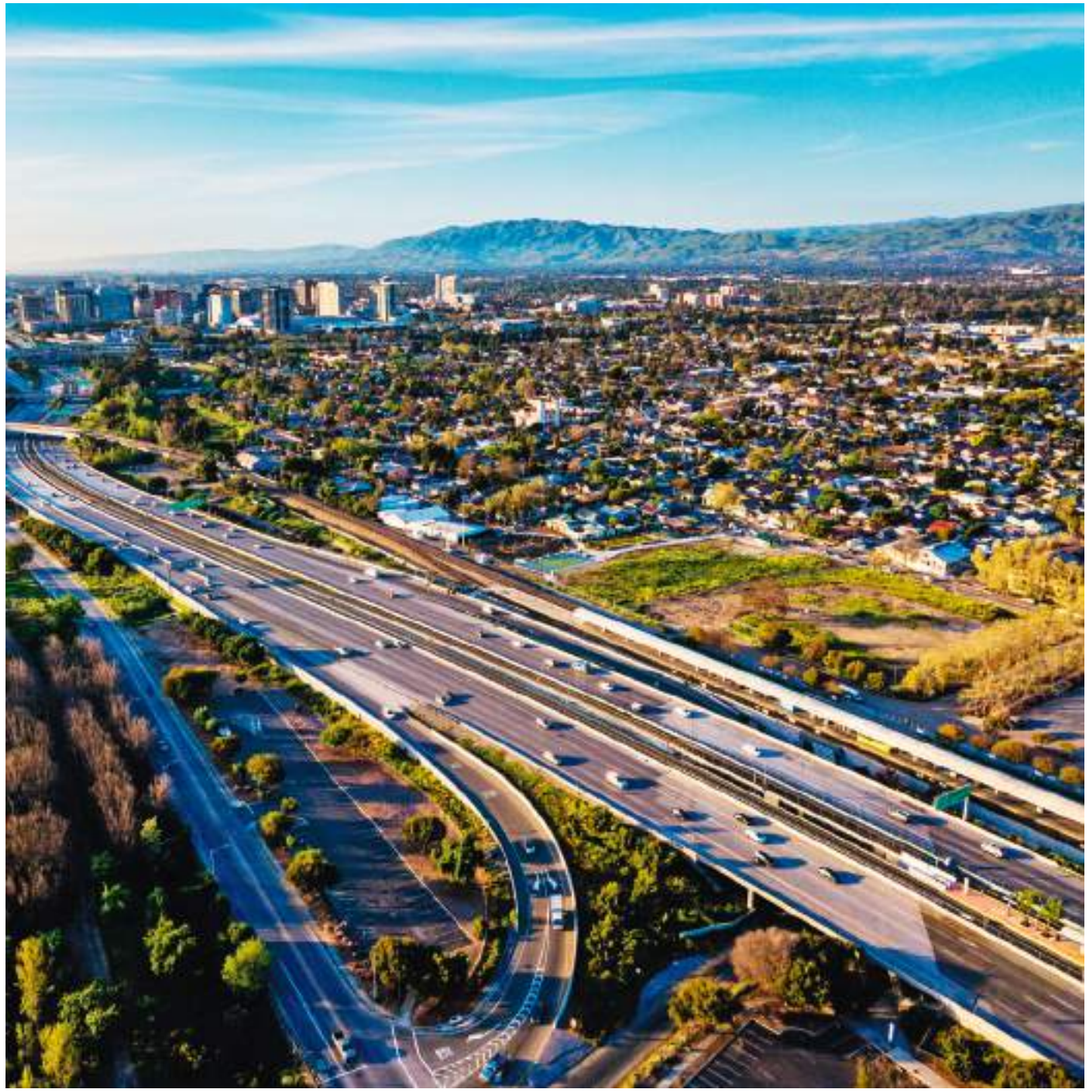
El FISE aporta a la sostenibilidad financiera del programa de instalación de SFA.

IV PERSPECTIVAS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Las *smart cities* crean mejores infraestructuras para los ciudadanos mediante redes de comunicación inalámbrica. Foto: Shutterstock.

12 SMART CITIES

El desarrollo tecnológico ha permitido cambiar el esquema de gestión tradicional de las ciudades por uno inteligente. Las *smart cities* generan bienestar económico y social, mejoran la calidad de vida de los ciudadanos y garantizan el uso sostenible de los recursos.



Vista aérea de Silicon Valley en San Francisco (California). Foto: Shutterstock.

CAPÍTULO 12

SMART CITIES

La interconexión de los objetos que empleamos en nuestras actividades cotidianas con Internet pone a disposición de la comunidad una inmensa cantidad de información que, debidamente utilizada, puede contribuir a administrar de manera más eficiente las ciudades y permitir a la ciudadanía tomar decisiones informadas.

12.1. CARACTERÍSTICAS

De acuerdo con Bouskela, Casseb, Bassi, De Luca y Facchina (2016), las *smart cities* son aquellas ciudades que, gracias al aprovechamiento de las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) en la gestión de procesos de planificación ciudadana, tienen el potencial de acercar el desarrollo a la población. El impacto de la interconectividad en la toma de decisiones y operación eficiente de los servicios urbanos facilita que los ciudadanos, empresarios y trabajadores se involucren, promoviendo un ciclo virtuoso que produce bienestar económico y social, garantiza el uso sostenible de los recursos y mejora la calidad de vida de la población.

Para los autores, las redes de conectividad de banda ancha de alta velocidad, el *software* para análisis de datos y las aplicaciones móviles son algunas de las herramientas de uso cotidiano que abrirán paso a las *smart cities* a mediano plazo. No obstante, la tecnología solo representa un instrumento que facilita la transformación de ciudades tradicionales en urbes sostenibles y aumenta el bienestar de las personas.

Las *smart cities* presentan características de gran impacto en la comunidad, entre ellas: permiten optimizar el uso de los recursos disponibles, fomentan la innovación y competitividad empresarial, además de la inclusión y transparencia en los canales de comunicación de la ciudadanía (Bouskela

El impacto de la interconectividad en la toma de decisiones y operación eficiente de los servicios urbanos facilita que los ciudadanos, empresarios y trabajadores se involucren, promoviendo un ciclo virtuoso que produce bienestar económico y social.

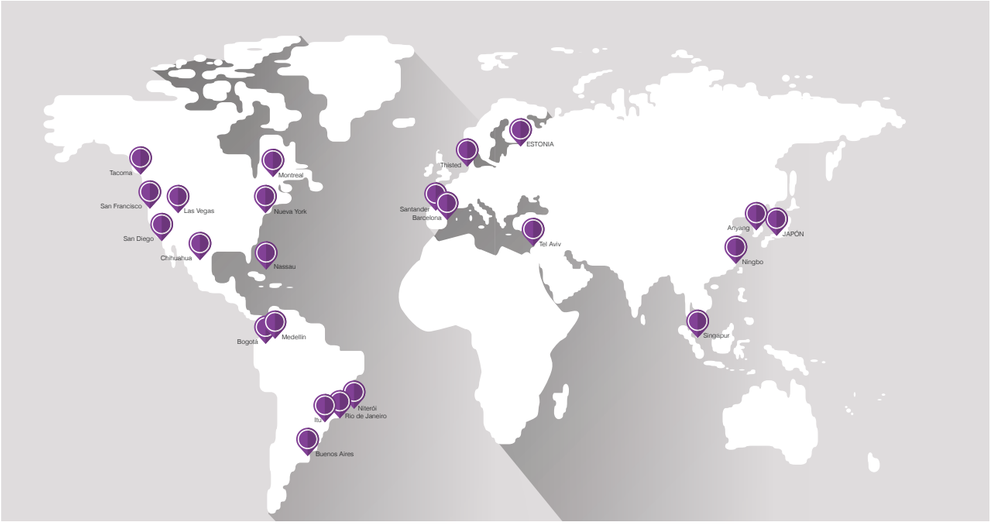
et al., 2016). Con respecto a su estructura, según Enerlis, Ernst and Young, Ferrovial y Madrid Network (2012), comprende tanto el espacio urbano como las infraestructuras y plataformas inteligentes, teniendo como base a la ciudadanía. De acuerdo con dichos autores, el objetivo de gestionar eficientemente la infraestructura de la ciudad y los servicios que esta ofrece se encuentra alineado a los principios de desarrollo sostenible propuestos por las Naciones Unidas que son incorporados por las *smart cities* en los siguientes aspectos:

- **Estrategia energética.** Promoviendo la eficiencia energética y el aprovechamiento de energía mediante el uso de recursos energéticos renovables (RER).
- **Infraestructura tecnológica.** Desarrollando redes de información como mecanismo de comunicación e implementando infraestructuras ecoeficientes.
- **Gestión de recursos.** Aplicando criterios de sostenibilidad para el uso eficiente de los recursos.
- **Provisión de servicios.** Generando sinergias entre lo público y lo privado gracias al diseño de modelos de colaboración entre ambos sectores.
- **Gobierno.** Mejorando la transparencia en la gestión mediante la aplicación de políticas de datos abiertos.

12.2. SMART CITIES EN EL MUNDO

Según la investigación de Bouskela *et al*. (2016), existen en el mundo numerosos referentes de *smart cities*, ciudades en las que se ha logrado mejorar la gestión pública como resultado de la adopción de nuevas tecnologías, digitalización de la información e interconexión de los ciudadanos (ver **ilustración 12-1**).

Ilustración 12-1
Smart cities en el mundo



Fuente y elaboración: Bouskela *et al.* (2016).

Actualmente, es común evaluar el nivel de desarrollo de las ciudades. Al respecto, escuelas prestigiosas como el Instituto de Estudios Superiores de la Empresa (IESE) de la Universidad de Navarra (Business School University Of Navarra), han dirigido sus esfuerzos a estimar el grado de desarrollo alcanzado por los distintos países del mundo. Así, en mayo de 2018, la IESE publicó el índice ICIM (IESE Cities in Motion), con el que analizó 165 ciudades de 80 países en áreas como: gobernanza, planificación territorial, tecnología, economía, movilidad y transporte, capital humano, cohesión social, ambiente y proyección internacional. La **ilustración 12-1** presenta las 23 *smart cities* más conocidas del mundo. Estados Unidos destaca como el país con mayor número de ciudades inteligentes.

12.3. PERSPECTIVAS DE LAS SMART CITIES

Según el especialista en estrategias urbanas, Boyd Cohen[1], la transformación de una ciudad tradicional en una *smart city* pasa por un proceso de tres etapas:

i. Smart cities 1.0. Periodo de negociación entre proveedores de tecnología y gestores municipales, quienes muestran limitaciones en el entendimiento de las soluciones tecnológicas, así como con respecto a su impacto en la vida de la población.

ii. Smart cities 2.0. Fase caracterizada por un mayor interés por parte de los gestores municipales, quienes entienden mejor el potencial de la tecnología para mejorar la calidad de vida en la ciudad.

iii. Smart cities 3.0. En esta etapa se generan sinergias entre las autoridades y los ciudadanos, siendo estos últimos participantes activos del proceso.

Buenos Aires (Argentina) es una de las *smart cities* de Sudamérica. Foto: Shutterstock.

Por otro lado, Bouskela *et al*. (2016) advierten que antes de convertirse en una *smart city,* cada ciudad debe identificar, según sus características culturales y territoriales, las soluciones tecnológicas que se adaptan a su realidad. Asimismo, dichos autores describen algunas ventajas de cambiar el modelo de gestión tradicional por uno inteligente, entre ellas:

- Aumenta la capacidad de planificación, facilitando una gestión eficiente.
- Optimiza la infraestructura urbana y mejora la calidad de los servicios que se ofrecen en la ciudad.
- Fortalece el compromiso de la ciudadanía.
- Incrementa la confianza de la población en las autoridades municipales gracias a la implementación de políticas de datos abiertos *(open data)*.

Cabe señalar que el cambio del esquema clásico por uno de gestión inteligente implica diseñar políticas integradas basadas en la planificación y mejora de la gobernanza. Asimismo, para rediseñar las ciudades es necesario conectar la infraestructura existente a tecnologías de alcance mundial, lo cual involucra el uso de herramientas tecnológicas que van desde cámaras de monitoreo hasta soluciones tecnológicas en el transporte (semáforos con sincronización digital) y mobiliario urbano computarizado (Bouskela *et al*., 2016).

RECUADRO 12-1

Los riesgos en ciberseguridad: más allá de los beneficios de las smart cities

El 24 de julio de 2019, el diario Gestión publicó el artículo titulado "Otra cara de la moneda de la red 5G: los riesgos en ciberseguridad"[2], en el que se indica que la tecnología 5G trae la promesa de incrementar la velocidad de descarga de información de Internet (10 gigabytes por segundo de velocidad). De acuerdo con este artículo, basado en la investigación de Ericsson, se sabe que: "la tecnología 5G alcanzará el 40% de cobertura de la población y 1500 millones de suscripciones en todo el planeta para 2024". Cabe indicar que dicha tecnología será la generación móvil más rápida que se haya puesto en funcionamiento.

Según Accenture Strategy, las proyecciones a corto plazo implican:

- 125 mil millones de dispositivos tendrán acceso a esta red para 2030.
- Tráfico inteligente: 1.25 millones de vidas al volante podrán salvarse al año.
- Seguridad: 500 millones de objetos serán rastreados para 2023, como drones, videos de banda ancha, sensores de calidad del aire.
- Sostenibilidad: USD 160 mil millones de ahorro de energía.
- 22 millones de trabajos generará la tecnología 5G hacia 2035.

Esto permitirá impulsar la transformación de ciudades tradicionales en ciudades inteligentes, pero podría incrementar los ataques cibernéticos y violaciones de privacidad de datos. Sin embargo, existen estrategias de seguridad basadas en principios clave que podrían ser implementadas por los fabricantes de dispositivos, como por ejemplo: i) ajustarse al riesgo potencial; ii) el uso de encriptación, almacenamiento de claves y datos, lo cual podría eliminar el riesgo asociado al mal uso de la información personal; y iii) por parte de las organizaciones, trabajar con socios que puedan auditar la implementación de tecnologías y cumplir con las certificaciones.

La ciberseguridad es uno de los puntos a tomar en cuenta en la implementación de tecnologías. Foto: Shutterstock.

Tel Aviv, *smart city* ubicada en Israel. Foto: Shutterstock.

Vecindario con paneles solares instalados en los techos de viviendas en Austin (Texas). Foto: Shutterstock.

13 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida supone un importante cambio en la organización tradicional del sector eléctrico, permitiendo a los consumidores generar su propia energía eléctrica.

Turbinas eólicas del Bahrain World Trade Center (Baréin). Foto: Shutterstock.

CAPÍTULO 13

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El Perú tiene un potencial importante para el desarrollo de la generación distribuida a partir de la energía solar, debido a su nivel de irradiación solar y a la notable reducción de los costos de equipamientos de los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, en la actualidad aún no cuenta con una normativa aprobada que permita definir los mecanismos para promoverla y regularla.

13.1. DEFINICIÓN

La implementación de la generación distribuida surge como una de las principales medidas que contribuye a la introducción de fuentes de generación de recursos energéticos renovables (RER) no convencionales, puesto que, aunque se pueden utilizar diversos tipos de recursos, generalmente están asociados a las energías solares y eólicas. Al respecto, si bien no hay una única definición para el término generación distribuida (Bhadoria, Singh y Shrivastava, 2013), usualmente se emplea aquella dada por Gischler y Janson (2011). Según los autores, son tres las características que se atribuyen a un sistema de generación para ser considerado distribuido: "i) es una generación conectada a la red y no autónoma; ii) está ubicada en las instalaciones de los usuarios o cerca de la carga que recibe el suministro, y iii) se implementa a una escala menor que la correspondiente a las centrales de las empresas de servicios públicos conectadas a una red de transmisión".

En concreto, la generación distribuida supone un cambio en la organización tradicional del sistema eléctrico. La generación, que tradicionalmente es de gran escala y se encuentra alejada de los centros de consumo, pasa a ser de pequeña escala y está ubicada en las zonas de distribución. De esta forma, los hogares, industrias o pequeños negocios son capaces de generar su propia energía por medio de paneles solares o pequeñas turbinas de viento. Incluso pueden reinyectar la energía no consumida a la red y venderla a la empresa de distribución. Así los consumidores pasan a tomar un rol activo en la generación de energía, motivo por el cual, ahora son denominados "prosumidores". De este modo, la generación distribuida también es conocida como generación *in situ* o descentralizada, en contraposición al sistema convencional de generación centralizada (ver **ilustración 13-1**).

No obstante, junto a la implementación de la generación distribuida se deben desarrollar *smart grids* que permitan "la automatización de los flujos de energías bidireccionales y en tiempo real, con el propósito de administrar la generación distribuida y balancear la intermitencia de las fuentes de RER" (Vásquez *et al*., 2017). Esto facilitará la adopción de la generación distribuida, lo cual permitirá depender menos de recursos fósiles en

la producción de energía y así lograr una disminución en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Es importante mencionar que según la Energy Information Administration (EIA), la generación distribuida también está relacionada a aquellos sistemas que no están conectados a la red, a menudo dispersos y ubicados en zonas alejadas, motivo por el cual se hace económicamente costoso conectarse (EIA, 2017).

13.2. CLASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

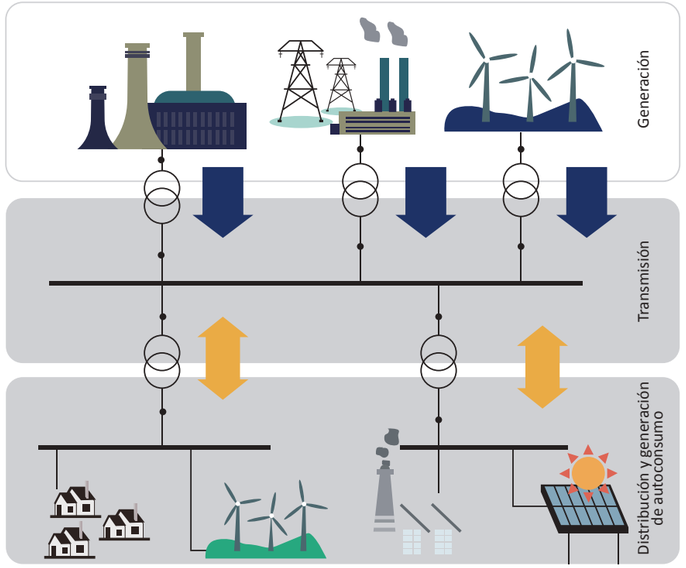
De acuerdo con Gischler y Janson (2011), según la capacidad de la generación distribuida y las características de la red a la que se conecta, puede clasificarse en pequeña escala y escala comercial[1].

- **Pequeña escala.** Tiene una capacidad de hasta 100 kW, está conectada a la carga del usuario y solo puede vender energía en caso haya generado excedentes. Dentro de las principales tecnologías se tienen a la solar fotovoltaica y eólica. Además, comprenden los sectores residencial y no residencial.

- **Escala comercial.** Son centrales relativamente pequeñas, en general, por encima de 100kW y usualmente menores a 10 MW (Labein Tecnalia, 2007). Además, están conectadas a la carga del usuario y a la red de distribución. Están constituidas para vender electricidad de manera continua para fines comerciales: acá se encuentran las empresas de cogeneración (centrales que venden la electricidad como subproducto de procesos industriales). Dentro de las principales tecnologías se tienen a la cogeneración industrial, la solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, entre otras.

Asimismo, otra forma de clasificarla es tomando en cuenta el recurso y sector al que se conecta (ver **cuadro 13-1**).

Ilustración 13-1
Sistema eléctrico con generación distribuida



Fuente y elaboración: Vásquez, Tamayo y Salvador (2017).

13.3. MECANISMOS DE COMPENSACIÓN

La generación distribuida también se puede clasificar según el mecanismo de compensación utilizado, en caso el usuario venda los excedentes generados. En efecto, de acuerdo con Zinaman *et al*. (2017), puede realizarse mediante los siguientes mecanismos:

- ***Feed in tariff.*** Los excedentes del propietario del sistema de generación distribuida se ofrecen a un precio de venta estándar para toda la electricidad generada. Este esquema ofrece comúnmente un contrato a largo plazo y a precio fijo para la energía exportada a la red. Asimismo, se aplican también precios de venta variables, como aquel por tiempo de uso (TOU, por sus siglas en inglés). Este mecanismo puede utilizarse tanto a escala comercial como residencial.

- **Balance neto de energía *(net metering).*** Permite al propietario del sistema de generación distribuida exportar los excedentes de la electricidad generada a la red, a cambio de lo cual recibe un crédito en energía (medido en kWh) para ser aplicado al consumo en otros momentos dentro del ciclo de facturación. Según lo señalado por Rodríguez y Solís (2018), bajo este mecanismo, "el cliente instala un medidor bidireccional que gira hacia atrás cuando la electricidad se envía de vuelta a la red, compensando la electricidad comprada en otro momento". El **gráfico 13-1** describe el escenario de generación de excedentes de un usuario en un determinado periodo de tiempo, utilizando energía fotovoltaica. Esto le permite financiar el resto de su consumo eléctrico.

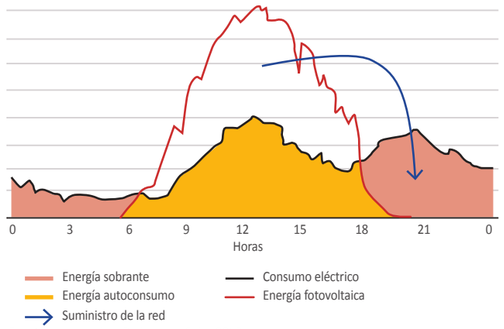
- **Facturación neta de energía *(net billing).*** Consiste en la liquidación económica de excedentes, es decir, permite al propietario exportar a la red los excedentes de la electricidad generada. Estos son medidos y valorados a un precio de venta predeterminado al momento que se inyectan a la red.

Cuadro 13-1
Tecnologías de generación distribuida por sector

Recurso	Residencial	Comercial
Renovable	Solar fotovoltaica	Solar fotovoltaica
		Eólica
	Eólica	Hidroeléctrico
		Madera
		Residuos sólidos
No Renovable	Celdas de combustible de gas natural	Celdas de combustible de gas natural
		Motores alternativos de gas natural
		Turbinas de gas natural
		Microturbinas de gas natural
		Motores alternativos de diésel
		Carbón

Fuente y elaboración: EIA (2017).

Gráfico 13-1
Esquema de operación del balance neto (kW)



Fuente y elaboración: Rodríguez y Solís (2018).

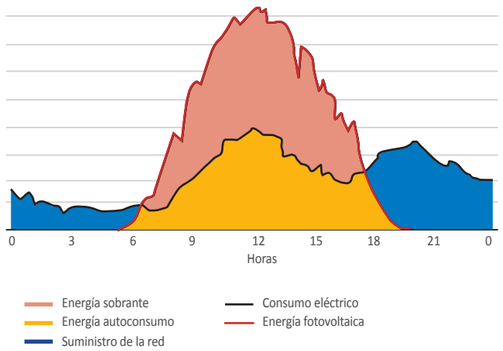
Los mecanismos mostrados permiten al usuario beneficiarse de la generación de excedentes, sin embargo, un mecanismo también empleado es el autoconsumo, mediante el cual los excedentes generados no son aprovechados. Como se observa en la **gráfico 13-2**, en el caso de la generación mediante energía fotovoltaica, existe un importante excedente por el cual el usuario no recibe algún beneficio, y cuando la energía fotovoltaica no está disponible tiene que recurrir al suministro de la red para el consumo eléctrico.

13.4. BENEFICIOS Y DESAFÍOS

Además de promover el uso de energías renovables, la generación distribuida también tiene impactos positivos en la operatividad del sistema eléctrico, en la medida que permite reducir el uso de las redes de transmisión. Así, según Rodríguez y Solís (2018), las principales ventajas relacionadas a lo anterior son: reducción en la congestión, reducción en las pérdidas globales del sistema e inversiones en transmisión que pueden ser postergadas.

Adicionalmente, la implementación de la generación distribuida supone los siguientes beneficios: 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; mayor competencia en el mercado eléctrico por el lado de la generación: se esperaría que tenga un impacto

Gráfico 13-2
Esquema de operación del autoconsumo (kW)



Fuente y elaboración: Rodríguez y Solís (2018).

Ilustración 13-2
Factores que contribuyen a la adopción de generación distribuida

Nota. (*) Según el efecto vecindario, las nuevas instalaciones de generación distribuida dentro de un área ayudan a incrementar la adopción por parte de sus pares.

Fuentes: Mohandes *et al.* (2019), Branker *et al.* (2011) y Humpire (2017). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

favorable para el consumidor; fortalecimiento de la seguridad energética del país que permite un mejor uso de los recursos energéticos disponibles; y mayor confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

También hay que considerar los potenciales desafíos que podrían enfrentar el sistema eléctrico ante una implementación masiva de la generación distribuida. Al respecto, Rodríguez y Solís (2018) precisan que un problema puede ser la recuperación de los costos de inversión incurridos en las actividades de generación y transmisión, considerando que aún se va a seguir pagando por el uso de redes de transmisión y el pago a la energía y capacidad de las generadoras. En tal sentido, los autores señalan que, "sin una adecuada regulación, la generación distribuida puede terminar elevando las tarifas de electricidad, imponiendo una carga mayor en los usuarios que no hayan podido financiar la instalación de equipamiento para generar su propia electricidad".

Por otra parte, las empresas de distribución pueden ver reducidos sus ingresos, en la medida que los hogares requerirán cada vez menos energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). No obstante, según señalan Rodríguez y Solís (2018), también las empresas de distribución ajustarán su modelo de negocio y podrán brindar servicios complementarios tales como instalación y mantenimiento del equipamiento requerido para la generación distribuida.

13.5. FACTORES QUE FAVORECEN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Por otra parte, existe un conjunto de investigaciones académicas que estudian los factores que contribuyen a la adopción de la generación distribuida. De este modo, en base a los estudios de Mohandes, Sanfilippo y Al Fakhiri (2019), Branker, Pathak y Pearce (2011) y Humpire (2017), se encuentran siete factores que promueven la generación distribuida (ver **ilustración 13-2**).

En particular, Humpire (2017) realiza un análisis comparativo para el Perú de la introducción del sistema fotovoltaico a escala residencial, bajo los mecanismos

net metering y *net billing*. El estudio abarca a las regiones de Lima, Arequipa, Moquegua, Piura, Puno, Huancavelica y Ucayali, y evalúa variables como precio de electricidad y el recurso solar. El autor encuentra que el "usuario residencial tendrá mayor incentivo económico a convertirse en *prosumer*, mientras más elevada sea la tarifa eléctrica. Por tanto, desde la perspectiva de fomento de la integración de sistemas fotovoltaicos, se debería considerar la reformulación del subsidio del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)". Además, considera que el mecanismo *net metering* otorga mayores incentivos a los usuarios residenciales para adoptar la generación distribuida.

Al respecto, como se observa en el **gráfico 13-3**, los costos de los sistemas fotovoltaicos han ido disminuyendo en los últimos años. Se espera que esta tendencia continúe en los próximos años debido a economías de escala y mayor innovación con respecto a esta tecnología.

Por otra parte, el **gráfico 13-4** muestra la comparación de la irradiación de las principales ciudades de los países analizados previamente. Según se observa, la ciudad de Lima presenta una mayor irradiación que la Ciudad de México y Santiago de Chile. Cabe señalar que la generación distribuida (GD) ha tendido a desarrollarse en las urbes donde está la red de distribución. De acuerdo con información de la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA, por sus siglas en inglés), en Lima, donde se concentra cerca del 40% del total de usuarios residenciales, la irradiación promedio es de 9.4 kWh/m^2 por día.

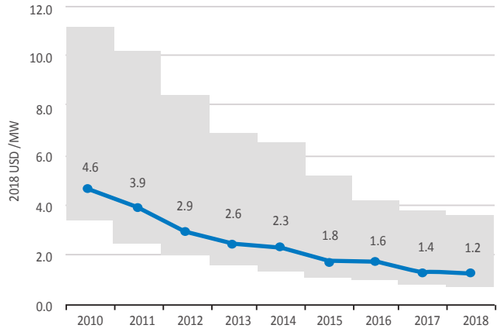
Finalmente, en el **gráfico 13-5** se muestran las tarifas al usuario final (antes de impuestos), para uno que consume 300 kWh al mes. Como se observa, el Perú presenta la mayor tarifa a comparación de los países analizados.

En ese sentido, la información mostrada permite concluir, de manera preliminar, que el Perú cuenta con condiciones atractivas para el desarrollo de la generación distribuida. No obstante, un análisis más exhaustivo debe considerar otros incentivos brindados por el Estado.

13.6. LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PERÚ

Actualmente, el Perú aún no tiene una normativa aprobada que regule la generación distribuida, a pesar de que el concepto haya sido incorporado en dos regímenes legales: la Ley N° 28832[2] de 2006 y el Decreto Legislativo N° 1221[3] de 2015. Aunque en julio de 2018, mediante la Resolución Ministerial N° 292-2018, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) prepublicó un proyecto de Reglamento de Generación Distribuida, su aprobación aún está pendiente. Este la segmenta en: Mediana Generación Distribuida (MGD) y Microgeneración Distribuida (MCD). En el **cuadro 13-2** se

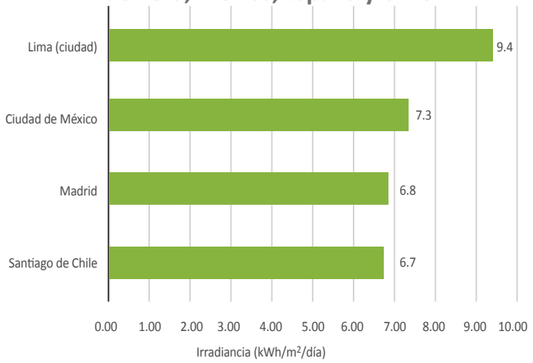
Gráfico 13-3
Costos instalados de energía solar fotovoltaica y rango de percentiles (2010-2018)



Nota. Percentiles 5% y 95%.

Fuente: International Renewable Energy Agency (2019b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 13-4
Irradiación solar de las principales ciudades de Perú, México, España y Chile



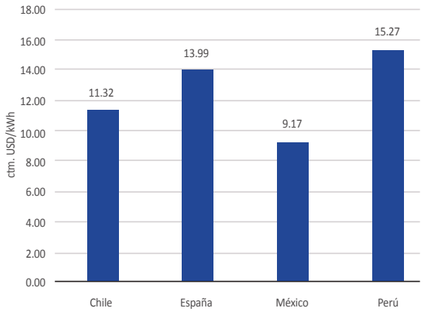
Fuente: Power Data Access Viewer – NASA. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

ilustran las diferencias entre los dos tipos de esquemas.

La MGD tiene un régimen comercial similar a cualquier empresa de generación en la medida que le permite firmar contratos con clientes libres o empresas distribuidoras, con lo cual empresas industriales y comerciales que cumplan con la capacidad establecida pueden competir con las generadoras tradicionales para el suministro de electricidad. Por otra parte, el esquema de MCD se asemeja al *net metering*, con la diferencia de que el crédito de energía puede utilizarse hasta un año calendario después de haber generado el excedente. De este modo, el proyecto permite que los usuarios residenciales también se beneficien de la generación distribuida. Además, otorga un rol preponderante a la empresa de distribución, puesto que esta debe permitir la conexión de la generación distribuida a la red de distribución. Asimismo, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), como ente rector, tiene el rol de emitir un mandato de conexión, en caso exista una negativa injustificada por parte de la empresa de distribución ante una solicitud de conexión por parte de un usuario.

Si bien la publicación del proyecto representa un avance importante para la implementación de la Generación Distribuida en el Perú, se espera una pronta aprobación del reglamento definitivo. Este debe recoger las experiencias con resultados positivos de países de la región, como Chile y México (ver **anexo 10**).

Gráfico 13-5
Tarifas de electricidad del sector residencial con un consumo mensual de 300 kWh



Nota. Actualizada a junio de 2019.

Fuente: GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 13-2
Características de la generación distribuida en el Perú

	Mediana Generación Distribuida	Microgeneración Distribuida
Objetivo	Conectar la actividad de generación a las redes de distribución	Los usuarios de servicio público generen energía destinada a satisfacer su propio consumo.
Marco Legal	Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica	DL N° 1221, Decreto Legislativo que mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.
Capacidad	Mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW	Menor a 200 kW
Conexión	A la red de MT, previa aprobación de un Estudio de Conexión. Los costos de adaptación de la red los asume el MGD.	A la red de Baja Tensión (BT) o Media Tensión (MT), previa solicitud de factibilidad de conexión. El MCD asume los costos de conexión y lo paga en el recibo.
Condiciones de operación	Opera cumpliendo las disposiciones de la distribuidora, quién tiene el rol de coordinador de la GD.	Genera libremente sin la necesidad de un coordinador de despacho.
Régimen Comercial y Tarifario	• Contratos de suministro con empresas de distribución para abastecer a sus usuarios regulados (a precio en barra) o usuarios libres (a precio acordado entre las partes). • Contratos de suministro suscritos con usuarios libres directamente. • Licitaciones de Suministro en el marco de la Ley N°28832. • Inyecciones de los excedentes al mercado mayorista de electricidad, si es integrante del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).	• La producción de energía se destina al autoconsumo, siendo los excedentes inyectados a la red de MT. • Los excedentes representan un crédito de energía a favor del propietario de la MCD, la cual podrá ser utilizada en los meses siguientes (hasta un año). • Paga los peajes y cargos tarifarios correspondientes establecidos en la normativa vigente.

Fuente: Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Estacionamiento techado con paneles solares. Foto: Shutterstock.

Presa El Atazar en Madrid (España). Foto: Shutterstock.

14 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

En este capítulo se abordan la definición, tipos, ventajas y desventajas de los sistemas de almacenamiento que funcionan como complemento a las energías renovables.

Planta de recolección térmica solar Solana (Arizona). Foto: Shutterstock.

CAPÍTULO 14

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La mayor y más rápida introducción de generación con energías renovables también presenta retos a superar, como la intermitencia en el despacho de las centrales, especialmente de las eólicas y las solares fotovoltaicas. El almacenamiento de energía eléctrica surge como una alternativa para poder aprovechar los recursos y la producción eléctrica según su demanda. Se espera que, en los siguientes años, existan avances tecnológicos que hagan más competitivos los sistemas, dinamizándolos a mayor escala.

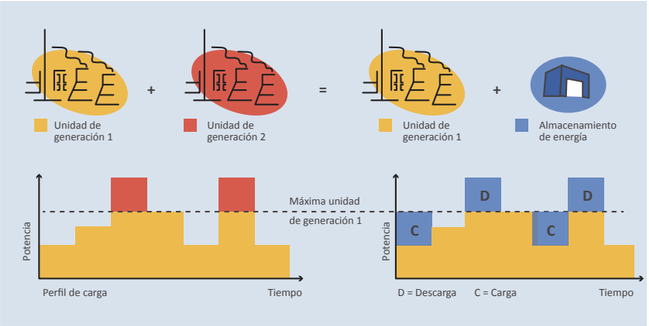
La energía eléctrica, insumo clave para la dinámica de la mayoría de actividades económicas, es el movimiento de electrones. Esta característica ha imposibilitado acumularla, por lo cual, actualmente, la energía generada se consume casi de manera inmediata. Cualquier inestabilidad en el sistema debe ser solucionada poniendo a trabajar una nueva central. En algunas situaciones, puede llegar a ser costoso debido a que entran a despachar tecnologías más caras y contaminantes (como máquinas a diésel y/o petróleo residual). El presente capítulo tiene cuatro secciones: la primera presenta la definición de almacenamiento; la segunda, los tipos de tecnología existentes; la tercera, las ventajas y desventajas de cada tipo de almacenamiento; mientras que la cuarta sección muestra la reducción en los costos de las principales tecnologías.

14.1. DEFINICIÓN

El avance tecnológico ha permitido que la energía eléctrica pueda transformarse en otros tipos de energía (potencial, cinética, química, térmica, entre otras) y así poder almacenarla. Esto permite acumularla cuando la producción es mayor que el consumo. Así, el sistema eléctrico funciona con leves alteraciones, aumenta sus niveles de eficiencia, facilita su gestión y reduce sus costos. Integrar elementos que almacenen energía permitiría la optimización de las curvas de demanda y producción. En la **ilustración 14-1** se presenta un ejemplo de esta optimización, donde el elemento almacenador de energía puede reemplazar a una central de emergencia. Así, se requerirían solo las generadoras eléctricas más eficientes debido a que la energía que fue almacenada en los puntos valles de demanda (bajo consumo) cubriría la faltante en los picos de demanda (alto consumo).

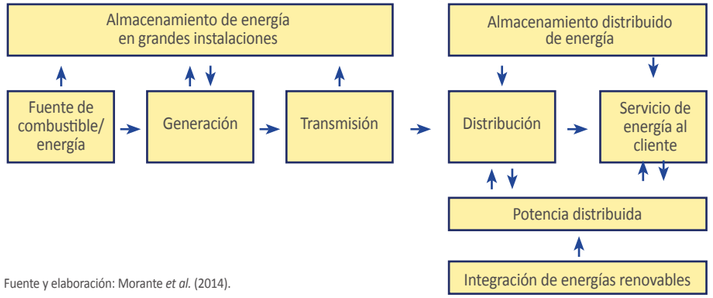
Con la instalación de un sistema de almacenamiento de energía (SAE), la producción de una central sería aprovechada al máximo durante todo el día. Esta es la alternativa más eficiente debido a que el tiempo de respuesta de un SAE es más rápido comparado a una puesta en operación de

Ilustración 14-1
Picos de demanda y generación de electricidad



Fuente y elaboración: Morante *et al.* (2014).

Ilustración 14-2
Elementos de una cadena de energía no estándar



Fuente y elaboración: Morante *et al.* (2014).

Una característica de los sistemas de almacenamiento de energía es su complejidad.

La utilización de estos sistemas permite un despacho eficiente y seguro que reduce la contaminación.

una segunda unidad generadora y su costo de instalación es más bajo. Así, conforme avance la penetración y la tecnología en almacenamiento, cambiaría la cadena tradicional de valor del ciclo eléctrico (generación, transmisión y distribución) a uno con un nuevo eslabón que incluya al almacenamiento de energía (ver **ilustración 14-2**).

14.2. TIPOS DE TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO

Una característica de los sistemas de almacenamiento de energía es su complejidad. Por lo general abarcan tres subsistemas principales: físico, de conversión de potencia y de tecnologías de información (Observatorio Energía e Innovación, 2017), que se explican a continuación, de acuerdo con Morante *et al.* (2014).

14.2.1. Sistemas mecánicos

El almacenamiento basado en el uso de energía mecánica se encarga de transformar la energía del movimiento en eléctrica. En otras palabras, utiliza la energía cinética, potencial o de compresión con el fin de capturarla y transformarla en un futuro.

a) Centrales hidráulicas de bombeo
Se almacena la energía potencial de un recurso hídrico ubicado a cierta altura con respecto a otro lugar de guarda ubicado a un menor nivel. Este tipo de SAE también es conocido como Pumped Hydro Energy Storage (PHES, por sus siglas en inglés, o simplemente PHS).

b) Centrales de almacenamiento de energía por aire comprimido
También llamado Compressed Air Energy Storage (CAES, por sus siglas en inglés). Este sistema acciona un compresor aprovechando la energía eléctrica producida a bajo coste. Una vez que el aire comprimido se enfría, se acumula en un lugar geológico apropiado o en un depósito terrestre o submarino. Luego, ante una alta demanda de electricidad, se le suministra calor al aire presurizado y este se expande mediante turbinas, las cuales se encargan de transformar la energía en electricidad a partir de generadores eléctricos.

c) Volante de inercia
El sistema, también conocido como *flywheel*, está formado por dispositivos mecánicos que hacen posible almacenar la energía cinética de rotación, la cual se comunica por un motor eléctrico, análogamente a la forma en la que una cuerda es enrollada a un trompo para transmitir el mismo tipo de energía.

El vehículo eléctrico actúa como un elemento de almacenamiento de energía que puede ser regulado en el conjunto de la red eléctrica.
Foto: Shutterstock.

14.2.2. Sistemas electroquímicos

Las baterías son dispositivos multiceldas que, mediante procesos electroquímicos de oxidación/reducción, transforman la energía química en eléctrica (y viceversa). Las celdas están compuestas por dos electrodos, llamados ánodo y cátodo, y un electrolito encerrado entre ellos. Las celdas inyectan un flujo de electrones mediante las reacciones químicas correspondientes al sistema químico específico y a su capacidad de interactuar con los electrodos.

Dado el alto carácter modular de las celdas simples, estas unidades son fácilmente conectables en serie para obtener mayores voltajes y pueden ser combinadas para definir sistemas de almacenamiento o baterías con potencia y capacidad energética más elevadas, a fin de satisfacer las crecientes demandas del sistema eléctrico.

A lo largo de la historia de este sistema, se han propuestos diferentes combinaciones de electrolitos. Sin embargo, desde la perspectiva de su aplicación a la red eléctrica, esta tecnología es reciente, a pesar del considerable avance tecnológico causado por el aumento en la demanda de productos electrónicos y la electromovilidad.

En la actualidad, los sistemas de baterías disponibles en el mercado son los siguientes: plomo-ácido (Pb); alcalinas: níquel-cadmio (Ni-Cd), níquel-zinc (alcalinas) y níquel-hidruros metálicos (Ni-MH); sodio alta temperatura: sodio-azufre (Na-S) y sodio-cloruro de níquel (Na-NiCl2); litio: ion-litio y litio-polímero; flujo redox: vanadio (VFR) y zinc-bromo (Zn-Br); capacidades electroquímicas y metal-aire. Considerando las aplicaciones en las redes eléctricas, estas tecnologías se encuentran en diferentes fases de comercialización (ver **cuadro 14-1**).

Cuadro 14-1
Situación actual de las tecnologías de los sistemas electroquímicos

Fase de desarrollo	Fase prueba/demostración	Fase de consolidación
• Metal-aire • Ion-litio	• Alcalinas • Sodio-cloruro de níquel ($Na\text{-}NiCl_2$, Zebra) • Litio-polímero • Vanadio (VFR) • Zinc-bromo (Zn-Br) • Capacidades electroquímicas	• Plomo-ácido (Pb) • Sodio-azufre (Na-S)

Fuente: Morante *et al.* (2014). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

14.2.3. Sistemas químicos

El hidrógeno es un elemento que se puede encontrar en distintos productos, como el gas natural, el agua o el refinado de aceites pesados. Mediante este sistema de almacenamiento, la energía eléctrica es transformada en energía química en forma de hidrógeno con procesos que originan moléculas que encierran la energía eléctrica para que pueda ser fácilmente transportada. Así se logra el almacenamiento a gran y pequeña escala, siendo la primera la más atractiva gracias a que permite la reducción de costos. Este SAE puede combinarse con otras fuentes de energía, sean renovables o no, incluso utilizarse como fuente de energía en sí mismo.

14.2.4. Sistemas térmicos

Los sistemas de almacenamiento térmico acumulan y retienen la energía en materiales, para que esta sea liberada controladamente en un futuro. Se utiliza bastante en la industria alimenticia y la climatización de edificios. Pueden ser clasificados en superficiales (sensible y latente) y subterráneos.

a) Calor sensible. Se aumenta la temperatura de un sólido o un líquido sin que este cambie de fase o estado. La energía almacenada es proporcional a la temperatura del sistema.

b) Calor latente. Se almacena energía tras un cambio de fase (fusión o vaporización), mientras que para recuperarla se solidifica o condensa el material. Este método se caracteriza por tener una temperatura constante.

c) Almacenamiento subterráneo. Gracias a la alta capacidad calorífica y buen aislamiento del subsuelo, es posible almacenar la energía térmica durante largos periodos de tiempo. Por ejemplo, almacenar el calor debido a la alta radiación en verano para ser utilizada en invierno, o almacenamiento del frío en invierno para ser utilizado en verano para refrigerar.

La energía eléctrica puede ser transformada en energía química en forma de hidrógeno. Foto: Shutterstock.

14.2.5. Superconductores

Esta tecnología almacena energía bajo la forma de un campo magnético creado por la circulación de una corriente continua en una bobina superconductora que se encuentra a una temperatura conocida como "temperatura crítica de superconductividad"[1].

De esta manera, los superconductores permiten sobrepasar algunos de los principales problemas a los que se enfrentan los sistemas de almacenamiento, las pérdidas de energía y retrasos en el tiempo de respuesta, gracias a la característica de tener una resistencia interna nula.

14.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

A partir de Morante *et al.* (2014), en el **cuadro 14-2** se plantean las principales tecnologías empleadas en almacenamiento de energía, sus ventajas, inconvenientes que afronta, aplicaciones y lugares donde han sido ejecutados.

Cuadro 14-2
Ventajas y desventajas de las tecnologías de almacenamiento

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Hidráulica de bombeo	• Madurez tecnológica. • Bajos costos de operación y mantenimiento. • Larga vida útil.	• Restricciones impuestas por limitaciones geográficas. • Limitaciones impuestas por los tiempos de arranque y de transición entre regímenes de funcionamiento. • Inversión inicial muy elevada.
CAES (Compresed Air Energy Storage)	• El CAES isotérmico destaca por su flexibilidad, la ausencia de emisiones y escalabilidad independiente en la potencia y capacidad de almacenamiento. • Los costes de inversión y explotación, aunque todavía son considerables, son menores que los requeridos por las centrales hidráulicas de bombeo.	• Elevado tiempo de respuesta. • Las capacidades y rendimientos son menores en comparación al sistema hidráulico de bombeo. • Poca madurez.
Volante de inercia	• Elevada densidad de potencia y energía. • Rápida capacidad de respuesta. • Poco mantenimiento y esperanza de vida de 20 años.	• Coste inicial mayor que las baterías, pero requieren menos mantenimiento y presentan mayor durabilidad.
Batería Plomo-Ácido	• Madurez tecnológica. • Modularidad que permite diseños avanzados de sistemas a partir de combinación de celdas y módulos más simples o en sistemas híbridos.	• Largos tiempos de carga. • Excesiva influencia de la temperatura ambiente. • Mantenimiento excesivo. • Bajo número de ciclos para sus aplicaciones en redes eléctricas.
Batería Ni-Cd	• Tecnología madura y robusta. • Elevado rendimiento (mejor rendimiento que la batería de plomo ácido).	• Alta toxicidad del cadmio, elevado coste, efecto memoria.
Batería Ni-MH	• Ecológicamente benigna y con mayor densidad de energía que la batería Ni-Cd.	• Alta autodescarga. • Rango de temperaturas aconsejables (0 - 45 °C). • No trabajan bien a bajas temperaturas. • Celdas costosas.
Batería Ion-Litio	• Alta eficiencia y densidad de energía, comparada a otras tecnologías electroquímicas • Bajo mantenimiento requerido. • Alto voltaje de la reacción redox por celda.	• Costes elevados para aplicaciones de escala media y alta. • Debido a su compleja estructura interna, mantenimiento de voltajes de seguridad y rangos de temperatura de operación. • Se requieren circuitos de protección. • Uso de electrolitos orgánicos inflamables.
Batería Na-S	• Alta energía y densidad de potencia, pulsos de elevada potencia. • Materiales baratos y abundantes.	• Pérdidas por mantenimiento de la temperatura de la batería. • Las baterías de sodio-azufre tienen muchos problemas de corrosión, sellado entre electrodos y en los compartimentos. • Elementos de seguridad en la celda para prevenir reacciones químicas sodio-azufre. • Gastos de mantenimiento excesivos.

Fuente: Morante *et al.* (2014). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 14-2
Ventajas y desventajas de las tecnologías de almacenamiento (continuación)

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Batería Na-Ni-Cl	• Rápida capacidad de respuesta, robustez, buena densidad de energía.	• Pérdidas por mantenimiento de la temperatura de la batería.
Baterías de flujo redox	• Durabilidad y elevada eficiencia de energía. • Larga vida media. • Bajo tiempo de respuesta. • Alta modularidad.	• Baja densidad de energía, complejidad del sistema fluídico.
Supercapacidad/ Pseudocapacidad	• Alta densidad de potencia, tiempos de respuestas rápidos. • Amplio rango de temperatura de trabajos desde -40 °C a +85 °C. • Eficiencia alta por ciclo de carga/descarga 85-98%. • Nulo mantenimiento, con un elevado número de ciclos.	• Densidad energética baja, alto nivel de autodescarga, fluctuaciones en los valores de voltaje de carga y descarga. • Costes excesivos limitan su uso en redes eléctricas.
Sistema químico	• Sencillo de almacenar y recuperar energía química. • Tecnologías relacionadas con el concepto de "electricidad a gas" que permiten la interconexión entre la red eléctrica y la red de gas natural.	• Baja densidad volumétrica y peligro de explosión. • La introducción de estas tecnologías en aplicaciones en la red eléctrica precisa de regulación. • Las instalaciones con estos gases precisan normas de seguridad y obtener la aceptación social.
Acumulación térmica	• La acumulación de calor procedente de sistemas de recuperación de energía térmica residual permite reducir el consumo de energía primaria en usos industriales, en edificios con elevados consumos térmicos o en centrales de generación eléctrica. • Posibilidad de combinar sistemas de almacenamiento basados en calor sensible con bombas de calor, potenciando los sistemas de calefacción y refrigeración de edificios.	• Costes de inversión altos difíciles de recuperar. • Baja densidad energética. • Gran pérdida de calor a lo largo del tiempo. • No existe regulación para el mercado de la energía térmica almacenada.
Bobinas superconductoras	• Alta capacidad de almacenamiento de energía magnética, y larga vida útil. • Carecen de partes móviles, lo que hace incrementar su fiabilidad y robustez. • Son fácilmente integrables como parte de sistemas híbridos de almacenamiento.	• Necesidad de disponer un sistema criogénico y sistemas modulares para favorecer la escalabilidad. • Costes elevados. • Elementos críticos poco abundantes para las bobinas superconductoras.

Fuente: Morante *et al.* (2014). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Sistema de almacenamiento de energía a través de baterías. Foto: Shutterstock.

Gráfico 14-1
Reducción potencial del costo para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

Fuente y elaboración: Irena (2017).

14.4. COSTOS

Según la International Renewable Energy Agency (Irena, 2017), los sistemas de almacenamiento de energía jugarán un rol clave en la transición energética en el futuro. Son un complemento para una mayor penetración de las energías eólica y solar, y también contribuirán con el proceso de reducción de carbono en el mercado energético.

Los costos de las energías renovables han ido reduciéndose en los últimos 10 años. Según el Fondo Monetario Internacional (FMI), entre 2009 y 2017, los precios de los paneles solares y de las turbinas eólicas bajaron 76% y 34%, respectivamente. Si bien esto es un avance para contar con fuentes de generación eléctrica más limpias, según Irena (2017), su desarrollo también dependerá del avance en almacenamiento de energía eléctrica. A medida que se va expandiendo la energía eléctrica a base de renovables se requerirán "sistemas flexibles" (Irena, 2017). Esto implica tener disponibilidad de almacenamiento de energía eléctrica para distintos periodos de tiempo. Así, el almacenamiento de energía favorece las reducciones de carbono y a la vez contribuye a la transformación de todo el sistema energético.

Los sistemas de almacenamiento comenzarán a expandirse conforme su costo disminuya en los próximos años. El **gráfico 14-1** presenta la reducción potencial en el costo que ha estimado Irena para cada tipo de tecnología.

Estación de recarga de vehículos eléctricos en Ámsterdam (Países Bajos). Foto: Shutterstock.

15 ELECTROMOVILIDAD

El cambio a un transporte electrificado trae consigo distintos beneficios relacionados al ambiente y la salud, sin embargo, también impone retos y requiere de un decidido impulso gubernamental.

Vehículo eléctrico circulando en la Central Solar Intipampa (Moquegua). Foto: Engie Energía Perú.

CAPÍTULO 15

ELECTROMOVILIDAD

Los vehículos eléctricos implican un cambio importante en el estándar tecnológico que, por décadas, ha dominado la industria automotriz. Sus principales ventajas están relacionadas a la reducción en la contaminación, mayor eficiencia energética y los servicios que puede brindar a la red eléctrica. Sin embargo, su incipiente desarrollo todavía los hace una tecnología poco conocida y de precios elevados. Nuestro país reúne importantes condiciones para que la electromovilidad sea impulsada por el Estado, permitiendo así un transporte eficiente, limpio y sostenible.

Una parte importante de la transición energética, mediante la cual los países abandonarán combustibles contaminantes para pasar a energías limpias y basadas en recursos renovables, es el replanteamiento de los sistemas de transporte en el mundo. En los países en desarrollo, dichos sistemas están basados en vehículos de motor de combustión interna, una tecnología que ha dominado por años la industria automotriz pero que, habiendo contribuido al crecimiento económico, ha dejado una huella de contaminación a nivel local y global. Como consecuencia, en el primer caso, la baja calidad del aire en muchas ciudades afecta la salud de sus habitantes; mientras que, en el mundo, hemos contribuido al fenómeno del calentamiento mediante la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Ante ello, los vehículos eléctricos son una solución que permite un transporte eficiente y ambientalmente sostenible.

El presente capítulo tiene por objetivo abordar los principales aspectos relacionados a los vehículos eléctricos, sus beneficios y retos, y la potencialidad para su introducción en nuestro país. Para una publicación con mayor desarrollo sobre estos aspectos, así como la revisión de la experiencia en políticas de electromovilidad en una selección de 10 países, puede revisarse el libro **Electromovilidad. Conceptos, políticas y lecciones aprendidas para la electrificación del transporte en el Perú**, publicado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) en 2019.

15.1. INTRODUCCIÓN A LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

A fin de entender el potencial que tiene la electromovilidad en nuestro país, resulta necesario desarrollar brevemente algunos aspectos básicos sobre los vehículos eléctricos. Esta sección define rápidamente los tipos de vehículos existentes, a fin de resaltar las diferencias de los vehículos eléctricos con los vehículos convencionales. Asimismo, se explican los principales beneficios y retos asociados a la electrificación del transporte, su potencial en nuestro país y las medidas adoptadas a la fecha.

Cuadro 15-1
Tipos de vehículos según combustibles y grupo de motopropulsión

Tipo de vehículo	Combustible		Tipo de grupo de motopropulsión
Vehículos convencionales de motor de combustión interna	Gasolina		Mecánico
	Diésel		
Vehículos de motor de combustión interna con combustible alternativo	Autogás	Gas licuado de petróleo (GLP)	
	Gas natural	Gas natural comprimido (GNC)	
		Gas natural licuado (GNL)	
	Biocombustible	Bioalcohol	
		Biodiésel	
		Biogás	
	Hidrógeno		
Vehículos eléctricos	Electricidad		Eléctrico

Fuente: DelftX (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 15-2
Tipos de vehículos eléctricos según tipo de energía, propulsión y grado de hibridación

Hibridación	Tipos de vehículos eléctricos		Fuente de energía	Propulsión
Sí	Vehículos eléctricos híbridos (VEH)	En serie En paralelo Dual	Gasolina	Motor eléctrico
			Diésel	Motor de combustión interna
	Vehículo eléctrico híbrido enchufable (VEHE)		Gasolina	Motor eléctrico
			Diésel	
			Puerto de carga (electricidad)	Motor de combustión interna
No	Vehículo eléctrico de batería (VEB)		Puerto de carga (electricidad)	Motor eléctrico
	Vehículo eléctrico con pila de combustible		Hidrógeno	Motor eléctrico
	Vehículo eléctrico solar		Paneles solares	Motor eléctrico

Fuente: DelftX (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

15.1.1. Definición

Existen tres tipos de vehículos. El primero, vehículo convencional de motor de combustión interna, funciona mediante el proceso de ignición o combustión, mezclando aire y combustible (gasolina o diésel). El segundo sigue el mismo principio, pero usa combustibles alternativos, como el gas licuado de petróleo (GLP), el gas natural comprimido (GNC), el gas natural licuado (GNL) o algún biocombustible. Finalmente, el vehículo eléctrico, cuya característica distintiva es el uso de un grupo de motopropulsión eléctrico. La gran desventaja de los vehículos de motor de combustión interna (VMCI) es que, debido al proceso de ignición que requieren, emiten gases contaminantes que, como veremos en este capítulo, son responsables de la mala calidad del aire en muchas ciudades. El **cuadro 15-1** resume los distintos tipos de vehículos, según el combustible y el grupo de motopropulsión.

A su vez, los vehículos eléctricos se clasifican en distintos tipos según su grado de hibridación, propulsión y fuente de energía, como puede verse en el **cuadro 15-2**.

Un primer grupo está conformado por los vehículos eléctricos con algún grado de hibridación; es decir, aquellos que tienen, además de un motor eléctrico, un motor de combustión interna. Aquí encontramos tanto a los vehículos eléctricos híbridos (VEH), que se caracterizan por operar únicamente con combustibles fósiles, y a los vehículos eléctricos híbridos enchufables (VEHE), los cuales, además de poder ser cargados con combustibles, poseen una batería que puede recargarse directamente con energía eléctrica de la red. Al poseer un motor de combustión interna, la contribución de este tipo de vehículos a la disminución de la contaminación es limitada dado que continúan emitiendo gases. Sin embargo, pueden ser entendidos como un paso intermedio a la adopción de vehículos completamente eléctricos. Esto se debe a que la posibilidad de abastecerse de combustibles fósiles hace que los usuarios sean menos reacios a adquirirlos.

El segundo grupo de vehículos eléctricos es aquel que no tiene grado alguno de hibridación. En este grupo encontramos al vehículo eléctrico de batería (VEB), al vehículo eléctrico con pila de combustible y al vehículo eléctrico solar. En todos estos casos, el vehículo cuenta con un motor eléctrico, la única diferencia es la fuente de energía. En el primer caso (el más extendido a nivel mundial), la batería es cargada mediante su conexión a la red de electricidad. En el segundo caso no existe un banco de baterías como en los VEB, sino una pila de celdas de combustible que permite generar electricidad a partir del hidrógeno. Comparados con los VEB, la ventaja que ofrece este tipo de vehículos es un menor tiempo de recarga y el mayor rango de conducción. Finalmente, aunque no hay todavía gran desarrollo con respecto a ellos, los vehículos eléctricos solares tienen como fuente directa a los paneles solares que tienen incorporados.

Como se ha mencionado, el VEB es el vehículo eléctrico de mayor difusión a nivel mundial, debido a que ofrece considerables ventajas ambientales y a que su costo ha venido reduciéndose por la mayor investigación en tecnologías de almacenamiento que permiten producir baterías a menor precio, tendencia que se espera continúe en los siguientes años. La **ilustración 15-1** presenta el esquema de funcionamiento de un VEB donde, como puede verse, la única fuente de recarga es por medio del cargador a bordo conectado con un enchufe a la energía eléctrica de la red.

15.1.2. Principales beneficios

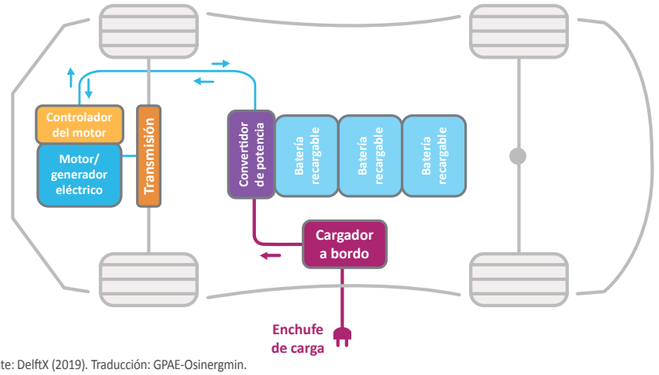
El uso de vehículos eléctricos para el transporte de personas y mercancía trae consigo importantes beneficios. Los principales son:

a) **Menores emisiones de gases de efecto invernadero.** La ausencia de combustión en los procesos que lleva a cabo un vehículo eléctrico permite la movilidad sin emisiones contaminantes. Esta reducción es menor cuando el vehículo eléctrico es híbrido o la energía utilizada para la recarga del vehículo proviene de fuentes fósiles. La principal crítica es que se están desplazando las emisiones de las ciudades a los lugares donde están ubicadas las plantas de generación eléctrica. Por ello, una política de descarbonización del transporte implica tanto su electrificación como la promoción de energías renovables.

b) **Menor contaminación local.** La introducción de vehículos eléctricos permitirá reducir, entre otros contaminantes, el material particulado que tiene graves efectos en la salud de las personas debido a su capacidad de penetración en las vías respiratorias. Asimismo, los vehículos eléctricos no emiten ruido, por lo cual contribuyen a disminuir el nivel de contaminación sonora en las ciudades.

c) **Menor costo total de propiedad.** Actualmente, el alto precio de los vehículos eléctricos es uno de los principales factores que impiden su expansión en el mercado mundial. Sin embargo, debe considerarse que este tipo de vehículos requiere menos mantenimiento y puede recargarse por un monto considerablemente menor al que se requiere para los vehículos convencionales con combustibles fósiles. De esta forma, cuando se calcula el costo total de propiedad, es decir, el valor presente de todos los costos

Ilustración 15-1
Esquema de funcionamiento de un vehículo eléctrico de batería



Fuente: DelftX (2019). Traducción: GPAE-Osinergmin.

Recarga de vehículo eléctrico (Lima). Foto: Minem.

asociados a adquirir, operar y mantener un vehículo, muchos modelos de vehículo eléctrico son menos costosos que sus pares convencionales.

d) **Mayor eficiencia.** Los vehículos eléctricos exhiben una mayor eficiencia energética, pues el motor eléctrico aprovecha la energía de los frenados, que normalmente se perdería por la disipación del calor y la fricción. Este proceso es llamado frenado regenerativo. Asimismo, si se recargan con generación renovable y distribuida, la recarga eléctrica logra reducir las pérdidas de energía que se observan en los procesos modernos de extracción de los hidrocarburos, necesarios para los vehículos convencionales.

e) **Integración a la red.** De manera simple, los vehículos eléctricos pueden ser vistos como baterías con ruedas. En este sentido, pueden reinyectar a la red parte de la energía almacenada en su batería. Esto representa un beneficio para la red eléctrica, ya que el vehículo eléctrico se utiliza como un sistema de almacenamiento de energía que le da estabilidad.

15.1.3. Principales retos

Si bien la introducción de vehículos eléctricos tiene ventajas en términos ambientales, de eficiencia y de integración a la red, también imponen retos que deben ser atendidos. A continuación, mencionamos los principales:

a) **Ansiedad de rango.** Describe la sensación de angustia que enfrenta el conductor por el miedo a quedar varado o no llegar al destino debido a un agotamiento de la batería. Con el tiempo, la autonomía de los vehículos eléctricos ha logrado incrementarse, aunque continúa estando por debajo de la autonomía de los convencionales (entre 240 km hasta los 540 km, comparados con los 600 km que permite un automóvil convencional). Uno de los principales factores por los cuales los consumidores se muestran reacios con esta tecnología es que la recarga puede tomar un tiempo importante. La solución consiste en garantizar una adecuada red de estaciones de recarga urbana y en carretera.

b) **Alto precio.** Como se ha mencionado, aunque el costo total de propiedad de un vehículo eléctrico pueda ser, en algunos casos, menor al de uno convencional, el consumidor valora mucho el precio de adquisición del vehículo. En estos casos, además de brindar información completa al consumidor, algunos países han optado por incentivos económicos; es decir, subsidiar la adquisición de automóviles eléctricos siempre que su precio se encuentre en determinado rango.

c) **Retos ambientales.** Una gran cantidad de los dispositivos electrónicos que utilizamos tienen baterías de litio. El reto de la forma en que deben ser desechadas no es nuevo. Sin embargo, un vehículo eléctrico lo hace más urgente, ya que las baterías en este caso son, dependiendo del modelo, de entre 20 y 50 kg, a comparación de los 3 gramos que, por ejemplo, se encuentran en un celular o los 18 gramos de una *tablet.* Una primera medida que se está tomando es la reutilización de estas baterías; sin embargo, se requiere profundizar en la investigación a fin de encontrar una manera de disponerlas de manera segura y con reducido impacto ambiental.

d) **Mayores requerimientos de energía.** La electrificación del transporte impone un reto importante: contar con la suficiente generación eléctrica para la recarga de los vehículos. Considerando que la transición tecnológica a vehículos eléctricos será gradual, los países pueden anticiparse al crecimiento de la demanda eléctrica, acompañándolo de la promoción de nuevos proyectos en generación eléctrica con recursos energéticos renovables (RER).

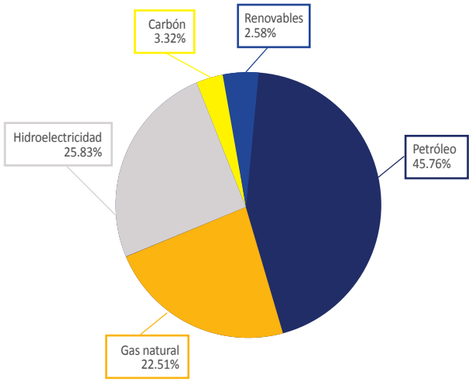
15.2. SITUACIÓN ACTUAL DEL TRANSPORTE EN LIMA

Como puede verse en el **gráfico 15-1**, en 2018, el consumo de energía primaria en el Perú fue de 27.1 millones de toneladas de petróleo equivalente (TOE, por sus siglas en inglés). De este total, el 45.76% de energía consumida es atribuible al petróleo, en gran medida porque el transporte público y privado funciona con vehículos de combustión interna.

Como se ha visto previamente en el presente libro, la matriz de generación eléctrica peruana es relativamente limpia; sin embargo, el gran reto que enfrentamos como país es pasar de una matriz de energía primaria basada casi a la mitad en petróleo, a una electrificada sobre la base de RER. Y esto precisa electrificar el transporte en el Perú. En Lima y Callao, las ciudades que juntas concentran el 32.5% de la población nacional[1], se realizan un total de 19.7 millones de viajes al día (Fundación Transitemos, 2018), de los cuales el 81% son en transporte público.

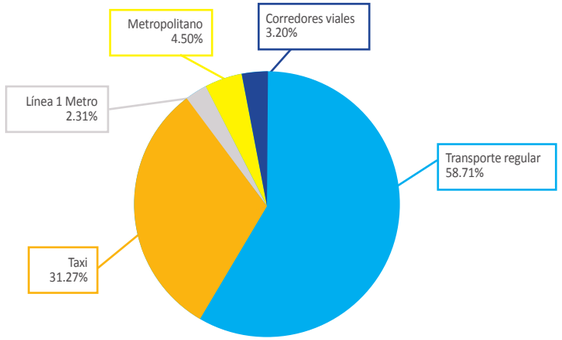
El 58.7% de los 15 990 000 viajes con transporte público realizados diariamente en Lima y Callao son mediante la flota del transporte regular (bus, coaster y combi). Dentro de esta modalidad se encuentran las distintas líneas autorizadas por las municipalidades provinciales, renovadas cada uno o tres años, según disposición municipal. No tienen obligaciones con respecto a renovación de flota ni la calidad en la prestación del servicio. También se incluye dentro de esta modalidad de transporte a los mototaxis, que tienen más incidencia en algunos distritos de Lima y Callao.

Gráfico 15-1
Matriz de energía primaria medida por consumoz, según tipo de recurso energético (2018)



Fuente: BP plc (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 15-2
Distribución de los viajes de transporte público en Lima y Callao, según modalidad (2018)



Fuente: Fundación Transitemos (2018) Elaboración: GPAE-Osinergmin.

La segunda modalidad de transporte más utilizada es el taxi. De acuerdo con la Fundación Transitemos (2018), los viajes diarios se estiman en cinco millones, de los cuales 2.8 millones se realizarían con taxi formal y 2.2 millones con colectivo o taxi informal. Un segundo grupo, que reúne alrededor del 10% de los viajes, está conformado por las modalidades concesionadas de transporte. Así, el 4.5% de los viajes se realiza con el sistema de Bus Rapid Transit (BRT) llamado Metropolitano, un sistema segregado de alta capacidad, con buses articulados, ejecutado mediante un contrato de concesión suscrito con la Municipalidad Metropolitana de Lima.

El 3.2% de los viajes se realiza vía los Corredores Complementarios. Estos también se basan en contratos de concesión, con un plazo de vigencia superior a los 10 años, mediante los cuales la Municipalidad Metropolitana de Lima otorga el derecho exclusivo a las empresas ganadoras del concurso a circular en determinadas rutas. La implementación de los corredores ha quedado incompleta, ya que no se han puesto en marcha todos y, los que han iniciado operación, solo se desplazan a nivel de troncales, sin contar con rutas alimentadoras. En teoría, esta modalidad debía reemplazar las unidades de transporte regular, pues permitía transportar el mismo número de pasajeros en buses de mayor capacidad, reduciendo de manera considerable el desorden y la congestión vehicular.

Ilustración 15-1
Red proyectada del Metro de Lima

Fuente y elaboración: Metro de Lima y Callao.

Aproximadamente, el 10% de los viajes diarios en Lima y Callao se realiza con modalidades de transporte concesionadas.

Finalmente, el 2.31% de los viajes se realiza mediante el metro de Lima. Esta modalidad de transporte solo cuenta con una línea, que recorre desde Villa El Salvador hasta San Juan de Lurigancho. Actualmente se encuentra en construcción la Línea 2 que irá desde Ate hasta el Callao, interconectando con la Línea 1 en la estación 28 de Julio. Estos casos se han llevado a cabo mediante contratos de concesión, donde la contraparte gubernamental, llamada concedente, es el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC). El Estado Peruano ya cuenta con una red proyectada para el Metro de Lima (ver **ilustración 15-2**); sin embargo, se espera su construcción y puesta en operación a largo plazo. Por este motivo, si bien representa una forma de electrificar el transporte masivo y debe iniciarse desde ahora, no soluciona los apremiantes problemas del transporte a corto ni mediano plazo.

Como puede verse en el **recuadro 15-1**, el estado actual de la flota de transporte regular en Lima y Callao requiere que las autoridades tomen acciones: es antigua y opera con combustibles contaminantes. Como veremos en la siguiente sección, esto ha contribuido a que el nivel de contaminación del aire en Lima se encuentre muy por encima de las recomendaciones de la Organización Mundial de la Salud (OMS).

15.3. ESTADO DE LA CALIDAD DEL AIRE EN LIMA

La presente sección tiene por objetivo dar una idea general de la calidad del aire en Lima. Para esto, se analiza el material particulado, el cual se define como el conjunto de partículas que se encuentran en estado sólido o líquido en la atmósfera. Cabe mencionar que en las ciudades, su origen se atribuye, en gran medida, a los gases emitidos por los vehículos de combustión interna.

Un primer indicador es el PM_{10}, que corresponde a la concentración de partículas dispersas en la atmósfera cuyo diámetro oscila entre 2.5 y 10 µm (1 µm=10^{-6} m). El segundo indicador es el $PM_{2.5}$, que corresponde a partículas más pequeñas, con un tamaño igual o inferior a 2.5 µm. Debido a su dimensión, estas ingresan al cuerpo humano mediante el sistema respiratorio. Conforme las partículas son más pequeñas, pueden ser más nocivas ya que, en el caso de las $PM_{2.5}$, su tamaño les permite depositarse hasta en los alvéolos pulmonares.

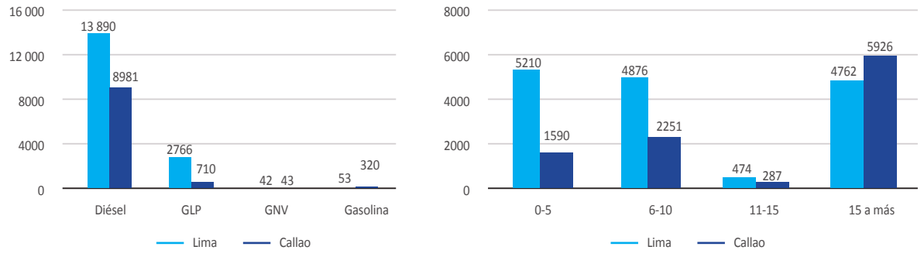
Según Linares y Díaz (2008), a corto plazo, el material particulado puede dejar como efecto una disminución en la función pulmonar, mientras que a largo plazo puede provocar problemas respiratorios o cardiovasculares y, en casos más extremos, un mayor riesgo de cáncer en edad adulta.

Con relación al PM_{10}, si bien la OMS recomienda niveles de 20 µg/m³ de media anual y 50 µg/m³ de media en 24 horas, se observa que el nivel de calidad del aire con

RECUADRO 15-1
La flota del transporte público en Lima y Callao

De acuerdo con la Fundación Transitemos (2018), existen 26 805 unidades de transporte público en Lima y Callao, de las cuales 16 751 han sido autorizadas por la primera municipalidad, y las 10 054 restantes por la segunda. La gran mayoría de la flota que circula en la metrópoli (85.3%) opera con diésel, como puede verse en el **gráfico 15-3**. Del mismo modo, el panel derecho del **gráfico 15-3** presenta la antigüedad de los vehículos de transporte público regular. El 31% de la flota en Lima y el 59% de la flota en el Callao tiene una antigüedad superior a los 15 años.

Gráfico 15-3
Flota de transporte público según combustible y antigüedad (2018)



Fuente: Fundación Transitemos (2018). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 15-4
Concentración media anual de partículas suspendidas respirables PM_{10} (microgramos por metro cúbico - µg/m³)

Punto de medición	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Comas	82.64	95.16	52.06	96.3	85.39	90.66	90.17
El Agustino	73.82	52.2	89.01	53.06	52.91	46.01	64.1
Lima	69.2	47.49	47.49	63.62	42.79	50.21	44.64
Lince	-	-	-	-	55.23	48.91	45.63
San Juan de Miraflores	78.73	65.25	61.2	28.98	51.8	74.1	78.98

Fuente: Sinia[2]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 15-5
Concentración media anual de partículas suspendidas respirables $PM_{2.5}$ (microgramos por metro cúbico - µg/m³)

Punto de medición	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Comas	34.55	64.72	34.13	46.31	38.54	27.94	24.45	28.45
El Agustino	35.18	31.43	48.62	44.97	34.34	30.14	30.4	28.64
Lima	-	-	-	42.74	31.94	24.99	22.11	-
Lince	-	-	-	-	23.07	23.85	-	14.78
San Juan de Miraflores	32.91	11.49	33.66	23.03	33.89	34.54	28.67	19.46

Fuente: Sinia[3]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Congestión vehicular en un escenario de alta contaminación. Foto: Shutterstock.

respecto a este contaminante no cumple con dichas recomendaciones en distintos puntos de Lima (ver c**uadro 15-4**). Lo mismo sucede con el nivel de $PM_{2.5}$, cuyo nivel máximo de acuerdo a la OMS debería alcanzar 10 µg/m³ de media anual y 25 µg/m³ de media en 24 horas (ver **cuadro 15-5**).

Como puede verse, el nivel de contaminación resulta bastante alto en la ciudad capital. Por ello, la promoción del transporte público electrificado resulta importante.

15.4. MEDIDAS ADOPTADAS POR EL PERÚ

A la fecha de elaboración de este libro, el desarrollo de la electromovilidad en el Perú es todavía muy incipiente. A continuación, se listan algunos avances con respecto a este tema, los cuales consisten en modificaciones normativas y algunos proyectos piloto.

- **Proyecto para la promoción del Transporte Terrestre Eléctrico.** El Ministerio de Energía y Minas (Minem) lanzó el proyecto de Acciones Nacionales Apropiadas de Mitigación (NAMA, por sus siglas en inglés) para el sector generador de energía. Uno de estos cuatro NAMA tiene como objetivo promover la elaboración de políticas que permitan masificar el uso de tecnologías energéticamente sostenibles mediante la masificación de vehículos eléctricos.

- **Modificación de la tasa de impuestos para combustibles y vehículos.** En mayo de 2018, el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), en coordinación con el Ministerio del Ambiente (Minam) cargó con mayores impuestos a los combustibles, tomando en cuenta su grado de nocividad. En el caso de los vehículos, se suprimió el impuesto selectivo al consumo (ISC) aplicable a los vehículos nuevos eléctricos, a gas e híbridos, mientras que las tasas aplicables son de 10% y 20% para vehículos nuevos a gasolina y diésel, respectivamente.

- **Bus eléctrico de transporte público en San Isidro (Lima).** En setiembre de 2018, inició la operación de un bus eléctrico como parte de una cooperación entre la Municipalidad de San Isidro y Engie Perú. La implementación del Plan Piloto del Proyecto MiBus es financiada y operada por la empresa Engie Perú, mientras que la municipalidad se encarga de hacer el seguimiento y evaluación del proyecto.

- **Modificación del Reglamento Nacional de Vehículos.** En diciembre de 2018, el Gobierno peruano modificó el Reglamento Nacional de Vehículos (RNV) con el objetivo de integrar al parque automotor a los vehículos fabricados con tecnología novedosa y que usen energía innovadora. Del mismo modo, se advirtió la necesidad de crear un Sistema Nacional de Homologación Vehicular.

- **Presentación del primer bus eléctrico para minería.** En abril de 2019, la empresa Engie Perú presentó el primer bus 100% eléctrico, destinado al traslado de personal de la mina Cerro Corona en el distrito de Hualgayoc (Cajamarca).

- **Buses eléctricos con recorrido comercial.** En abril de 2019, la empresa de transportes Etul 4, en convenio con el fabricante chino BYD, lanzó el primer bus eléctrico con recorrido comercial de Lima, que realizará la ruta comprendida entre los distritos limeños de San Juan de Lurigancho y Chorrillos: 240 km diarios transportando, en promedio, a 21 600 pasajeros por mes. Asimismo, se proyecta que para setiembre de 2019, gracias a Enel X (con Hydro-Québec y Global Sustainable Electricity Partnership como socios), con el apoyo de diversas entidades públicas, entre en operación un bus eléctrico comercial en una ruta de los Corredores Complementarios. Esto permitirá recolectar datos de las pistas limeñas, costos locales e impacto ambiental, entre otros aspectos.

- **Mototaxis eléctricos.** Un importante número de ciudadanos en Lima y Callao, y en muchas otras partes del Perú, utiliza mototaxis como medio de transporte, los cuales usan motores de combustión interna y generan los mismos problemas que los automóviles. La empresa Ecoenergy en Pucallpa ha desarrollado un modelo de negocio con mototaxis que funciona con paneles solares integrados en sus techos. La propuesta consiste en alquilarlos en lugar de venderlos, ya que el precio sería muy elevado.

Bus eléctrico que recorre las calles de Lima. Foto: Engie Energía Perú.

V LA RUTA DEL PERÚ HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Enel Perú.

16 | CONCLUSIONES

Central Solar Intipampa (Moquegua). Foto: Minem.

CAPÍTULO 16

CONCLUSIONES

Tipos de RER

- A nivel internacional, se reconocen seis tipos de generación de energía eléctrica a partir de recursos energéticos renovables (RER): solar, eólica, biomasa, hidráulica, marítima y geotérmica.

- Según el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, para los efectos de dicha norma se considera RER a los siguientes recursos energéticos: biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz e hidráulico siempre y cuando la capacidad instalada no sobrepase los 20 MW.

- En el Perú, existe experiencia de proyectos para generación de energía eléctrica con energía solar, eólica, biomasa y minihidráulica. A pesar de haber un importante potencial, no se han desarrollado proyectos de energía geotérmica, solar térmica o eólica *offshore*.

Beneficios y retos de los RER

- Se han identificado seis beneficios de la producción energética con RER:

- **Baja conflictividad social.** En particular, el uso de recursos energéticos solares y eólicos es aceptado en comunidades cercanas, por lo cual suelen implementarse en corto tiempo.

- **Diversifica la matriz energética.** En países como Perú, donde la generación se encuentra concentrada en centrales hidroeléctricas y térmicas de gas natural, los RER permiten diversificar la matriz a fin de afrontar problemas de indisponibilidad programada (mantenimientos) y no programada (rotura de gasoductos, sequías, Fenómeno El Niño, entre otros).

- **Descentraliza la generación eléctrica.** Si bien la ciudad capital concentra cerca de un tercio de la población nacional, aproximadamente el 82% de la producción eléctrica se realiza en el centro del país. Los RER permiten generar la energía más cerca de las zonas que la demandan, reduciendo las pérdidas, la congestión y posponiendo inversiones en transmisión.

- **Reduce los niveles de contaminación ambiental.** Los RER permiten disminuir las emisiones contaminantes. Sin embargo, para muchos, dado que la matriz de generación eléctrica peruana es relativamente limpia, este no suele ser un argumento muy persuasivo. No obstante, considerando que casi la mitad de la energía primaria se basa en petróleo, la tendencia a la electrificación del transporte (electromovilidad) debe ir acompañada de la promoción de RER para reducir el impacto negativo en el ambiente.

- **Son de rápida implementación.** En comparación a centrales convencionales, la ejecución y puesta en operación de proyectos de generación solar fotovoltaica y eólica toman menos tiempo (en promedio, entre dos y tres años, dependiendo del tamaño).

- **Contribuye al cierre de la brecha de acceso.** Los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA) permiten captar la energía solar y almacenarla en una batería. Con ello se contribuye a

cumplir con la meta de llevar energía eléctrica a todo el país, incluyendo zonas rurales y aisladas.

- Los RER también imponen retos que deben ser considerados en su implementación.

  - **Intermitencia.** Por su naturaleza, en particular energías como la eólica y la solar, muestran indisponibilidad a lo largo del día. Esto puede solucionarse utilizándolas como complemento de la energía hidráulica y con sistemas de almacenamiento, cuyo precio muestra una tendencia decreciente.

  - **Integración a gran escala.** La literatura revisada señala que la penetración de RER, sin una adecuada gestión, puede causar problemas con la calidad, flujo, estabilidad y balance del sistema. Sin embargo, Bird y Milligan (2012) señalan que una capacidad de generación renovable de hasta 20% o 35% aún es técnicamente factible por el operador del sistema, sin que se requieran cambios o inversiones mayores en el sistema.

  - **Impacto en la tarifa.** Una de las principales críticas al sistema de subastas ha sido que ha impactado en la tarifa final del usuario debido al alto precio con el que se adjudicó en su momento. Al respecto, los precios se redujeron a lo largo de las cuatro subastas realizadas, por lo cual este impacto en las tarifas se vio disminuido. La tendencia a la baja es tal que algunas tecnologías RER pueden competir ahora sin ningún subsidio por parte del Estado.

Estado actual y potencial de los RER en el Perú

- En 2018, se produjeron 3674 MW con energías renovables. Así, la participación de los RER fue de 7.9% con respecto a la potencia total instalada; mientras que en generación, los RER aportaron el 7.2% del total de la producción eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Estos porcentajes han venido creciendo con la entrada en operación de los distintos proyectos adjudicados en las cuatro subastas RER.

- Nuestro país cuenta con vasto potencial para desarrollar proyectos basados en RER; sin embargo, a la fecha, el porcentaje de potencia instalada en el SEIN con respecto a la potencia técnica aprovechable es 7.12% (total hidráulico), 1.83% (eólico), 1.14% (solar), 7.88% (biomasa) y 0% (geotermia).

Subastas RER (on-grid y off-grid)

- Con relación a las subastas RER *on-grid*, desde la primera (2009) hasta la cuarta (2015), existe una disminución en el precio promedio de las tecnologías adjudicadas. El caso más notorio es el de la energía solar fotovoltaica, cuyo precio promedio se redujo en 78%. En segundo lugar, se encuentra la energía eólica, cuyo precio promedio disminuyó en 53%.

- Las subastas se caracterizaron por un incremento en la competencia, ya que hacia la cuarta subasta, la energía ofertada superó largamente a la requerida.

- Con respecto a la subasta RER *off-grid*, si bien se subastaron las zonas Norte, Centro y Sur por separado, la empresa Ergon se adjudicó las tres zonas. Con ello, tiene la responsabilidad de la ejecución de un mínimo de 151 890 instalaciones RER autónomas, principalmente para viviendas (tipo 1), pero también para entidades de salud (tipo 2) y escuelas (tipo 3).

- Hasta inicios de julio de 2019, Ergon ha puesto en operación comercial el 77.4% del número mínimo de unidades que debe instalar según Contrato de Inversión.

- Con esto, logra una cobertura de 83.3% con respecto a las 24 regiones, 67% con respecto a las 197 provincias y 35.7% con respecto a los 1874 distritos.

- Al inicio de julio de 2019, el Fondo de Inclusión Social Energético había transferido S/ 67 millones al programa de instalaciones RER autónomas para el periodo 2017-2019.

Perspectivas para la transición energética

- Existen cuatro temas que actualmente se vienen desarrollando a nivel internacional pero que, en Perú, todavía son incipientes: *smart cities*, generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía y electromovilidad.

- Las *smart cities* permitirán acercar el desarrollo a la población gracias al aprovechamiento de las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) en la gestión de procesos de planificación ciudadana. Los RER tienen un rol importante pues proveen energía limpia y cercana a las ciudades.

- La generación distribuida supone un importante cambio en la organización tradicional del sector eléctrico, permitiendo a los consumidores generar su propia energía. Además del autoconsumo, en caso el usuario pueda inyectar electricidad a la red, debe elegirse el mecanismo de compensación (*net metering* vs. *net billing*).

- Los beneficios de la generación distribuida incluyen la reducción de la congestión y de las pérdidas globales de energía en el sistema. Asimismo, permiten postergar inversiones en transmisión, generan mayor competencia en la generación y fortalecen la seguridad energética del país.

- El Perú cuenta con diversos factores económicos y climatológicos que contribuyen a la adopción de generación distribuida.

- Los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) permiten gestionar el problema de la intermitencia que presentan algunos tipos de RER. Existen cinco tipos de sistemas: mecánicos, electroquímicos, químicos, térmicos y superconductores.

- Los costos de los SAE han mostrado una tendencia decreciente en los últimos años y se espera que esta continúe en los siguientes. De esta forma, los SAE permitirán un despacho más eficiente de la energía eléctrica al evitar la puesta en operación de centrales de respaldo más caras y contaminantes.

- Con respecto a la electromovilidad, debe considerarse que la introducción de vehículos eléctricos ofrece los siguientes beneficios:

  - **Menores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).** La ausencia de combustión en los procesos que lleva a cabo un vehículo eléctrico permite la movilidad sin emisiones contaminantes. De manera simultánea, deben promoverse energías renovables para la recarga de los vehículos.

  - **Menor contaminación local.** La introducción de vehículos eléctricos permitirá reducir la contaminación atmosférica y sonora, mejorando la calidad de vida en las ciudades.

  - **Menor costo total de propiedad.** Al tener en consideración, además del precio de venta del vehículo, los mantenimientos y el costo de las recargas a lo largo de su vida útil, muchos modelos de vehículos eléctricos son menos costosos que sus pares convencionales.

  - **Mayor eficiencia.** Los vehículos eléctricos exhiben una mayor eficiencia energética, pues el motor eléctrico aprovecha la energía de los frenados (frenado regenerativo). Asimismo, se evitan las pérdidas de energía propias de los procesos de extracción de los hidrocarburos.

  - **Integración a la red.** Los vehículos eléctricos podrían reinyectar energía a la red, utilizándose como un sistema de almacenamiento de energía que le da estabilidad.

- Por otro lado, también deben considerarse los siguientes retos impuestos por los vehículos eléctricos:

  - **Ansiedad de rango.** Este término es utilizado para describir la sensación de angustia que enfrenta el conductor por el miedo a quedar varado o no llegar al destino debido a un agotamiento de la batería. Además de los avances tecnológicos, la solución consiste en garantizar una adecuada red de estaciones de recarga urbana y en carretera.

  - **Alto precio.** El precio de venta al público continúa siendo alto. En algunos países han optado por subsidiar la adquisición de automóviles eléctricos siempre que su precio se encuentre en determinado rango.

  - **Retos ambientales.** Se requiere profundizar la investigación a fin de encontrar una manera de disponer las baterías de manera segura y con reducido impacto ambiental.

  - **Mayores requerimientos de energía.** La electrificación del transporte necesita suficiente generación eléctrica para la recarga de los vehículos. Esta debería darse con RER, a fin de alcanzar el objetivo ambiental de reducción de emisiones.

- A nivel nacional, el sistema de transporte y la calidad del aire requieren que la electromovilidad inicie con el transporte público. Al respecto, se han tomado algunas medidas que necesitan profundización y mayor escala, tales como la modificación de la tasa de impuestos para combustibles y vehículos, la presentación de proyectos piloto de buses para transporte público y minería, así como mototaxis eléctricos que cuentan con paneles fotovoltaicos incorporados para su recarga.

Módulos fotovoltaicos de la Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Enel Perú.

17 | AGENDA PENDIENTE

Visita técnica a la Central de Biomasa Huaycoloro (Lima). Foto: Osinergmin.

CAPÍTULO 17

AGENDA PENDIENTE

Ejercer planificación energética en el sector

- Es necesario contar con una entidad técnica independiente encargada de la planificación energética que permita orientar al mercado con un objetivo a largo plazo (planificación indicativa). Esto hará posible determinar el porcentaje de recursos energéticos renovables (RER) dentro del mix óptimo de generación y dar señales sobre qué tecnologías deben promoverse e inclusive en qué zonas deben ubicarse. Asimismo, la política pública debe incorporar la eficiencia energética y políticas de gestión de la demanda.

Garantizar energía limpia para el futuro incremento en la demanda

- Se debe acompañar el futuro incremento de la demanda con la promoción de energías renovables. Este incremento se dará debido a la electrificación del transporte, pero también, por ejemplo, por la entrada en operación de importantes proyectos mineros en los próximos años.

Otorgar señales al mercado sobre la política de promoción a ser empleada

- No existe certeza sobre cuál será la política para promover las tecnologías de generación de energía eléctrica con RER. Han pasado cuatro años desde la última subasta, y no se ha anunciado una nueva o aprobado un cambio en la normativa. Deben analizarse los casos de tecnología por tecnología ya que, por ejemplo, la geotermia, con gran potencial en nuestro país, requiere de mayores estudios, motivo por el cual podría promoverse otro mecanismo de asociación público-privada. Otras tecnologías, en cambio, han ganado competitividad.

Reconocer la potencia firme de centrales RER

- El no reconocimiento de una potencia firme a las generadoras RER limita su desarrollo, pues el actual marco normativo señala que no pueden contratar más potencia y energía firme con sus usuarios que las propias y las que tengan contratadas con terceros.

- Considerando que, en los últimos años, se ha observado picos de demanda fuera del rango de “horas de punta” (entre las 17:00 y las 23:00 horas), donde las centrales RER contribuyen a pesar de su intermitencia, es necesario acercar el concepto de potencia firme a la contribución que cada una realiza a la seguridad del suministro, mediante una evaluación de dicha contribución, en lugar de asumir que esta es nula para algunas tecnologías.

Utilizar las subastas off-grid para cerrar las brechas de acceso

- La experiencia demuestra que las subastas son una herramienta poderosa para incrementar la cobertura en el ámbito rural. Debe tenerse en consi-

deración las lecciones aprendidas de la subasta *off-grid* para futuras experiencias. Resulta necesario promover las subastas de este tipo de instalaciones, con un subsidio y un análisis de la realidad social y cultural de las comunidades, de forma que se garantice el pago oportuno de las tarifas y, por tanto, la sostenibilidad del servicio prestado.

Aprobar el Reglamento de Generación Distribuida

- El 2 de agosto de 2018, se prepublicó para comentarios el Reglamento de Generación Distribuida. Sin embargo, un año después, todavía no se cuenta con la versión final y aprobada. Resulta necesario aprobarlo, tomando en consideración las lecciones aprendidas en otros países latinoamericanos. Esto permitiría y promovería, de corresponder, que los usuarios puedan generar su propia electricidad y ser compensados por los excedentes generados.

Aprobar una Estrategia Nacional de Electromovilidad

- Los ministerios de Energía y Minas (Minem), Transportes y Comunicaciones (MTC) y Ambiente (Minam) deben elaborar y difundir una estrategia Nacional de Electromovilidad, donde se establezcan metas a los años 2030 y 2050. Esta debe incluir ejes estratégicos y el establecimiento de las medidas de política para lograr los objetivos trazados, designando claramente la entidad encargada de ejecutarlas.

Promover medidas para la recarga y uso eficiente de vehículos eléctricos

- En el aspecto tarifario, debe evaluarse el establecimiento de tarifas que fomenten el uso eficiente de la energía por bloques horarios. Esto permitirá gestionar la demanda mediante señales de precio, orientando así la recarga domiciliaria de vehículos eléctricos en horas de menor demanda como, por ejemplo, en la madrugada. Las electrolineras podrían operar como usuarios libres, teniendo la posibilidad de definir un precio con el suministrador. Esto daría una mayor libertad en precios, lo que finalmente se trasladaría a los usuarios del vehículo eléctrico.

- Osinergmin puede contribuir a la transparencia y reducción de asimetrías de información mediante la aplicación Facilito. Esta puede brindar información sobre la ubicación y los precios de las electrolineras.

- Se debe considerar que los vehículos eléctricos no solamente demandarán energía, sino que pueden actuar potencialmente como baterías y reinyectar energía a la red. Esta característica de almacenamiento contribuye a la estabilidad del sistema, pero impone retos en cuanto a su remuneración.

Electrificar el sistema de transporte público

- Las municipalidades de Lima y del Callao, así como la recientemente creada Autoridad del Transporte Urbano para Lima y Callao (ATU), debe evaluar y promover, en el marco de sus competencias, la renovación de flotas de las actuales o futuras concesiones de transporte, con buses eléctricos.

- Del mismo modo, tanto en Lima como en provincias, se pueden promover programas de taxis eléctricos y mototaxis, como se ha realizado en muchos países, mediante préstamos con bajas tasas de interés.

Evaluar la conveniencia de sistemas de almacenamiento de energía

- Los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) permiten acompañar el desarrollo de los RER, gestionando el problema de su intermitencia.

- En vista de la tendencia decreciente en los costos de las tecnologías de almacenamiento, su instalación es cada vez más competitiva. El análisis debe considerar los beneficios económicos y ambientales: el despacho se hace más eficiente al evitar la puesta en operación de centrales más caras y contaminantes.

- Nuestro país podría ser parte del desarrollo de esta industria, dados los recientes hallazgos de litio en el sur del país.

Evaluar esquemas para la promoción de nuevos RER

- Nuestro país tiene potencial para desarrollar tecnologías RER que, hasta la fecha, no se han implementado, tales como la energía solar térmica y la geotérmica.

- Dichas tecnologías permiten superar el problema de la indisponibilidad o intermitencia. Sin embargo, por las características técnicas y económicas de la plantas de energía termosolar de concentración y geotérmicas, es posible que deba pensarse en un esquema de promoción distinto que asegure la remuneración de los costos.

Vista aérea de la Central Solar Intipampa (Moquegua). Foto: Engie Energía Perú.

Paneles fotovoltaicos de la Central Solar Intipampa (Moquegua). Foto: Engie Energía Perú.

Panel solar de Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Osinergmin.

NOTAS

CAPÍTULO 1

1 El costo nivelado por energía (LCOE) representa el costo constante por unidad de generación. Sirve para comparar los costos entre diferentes tecnologías.

2 El costo nivelado por energía (LCOE, por sus siglas en inglés) representa el costo constante por unidad de generación. Sirve para comparar los costos entre diferentes tecnologías.

3 Imagen disponible en: http://www.crana.org/themed/crana/files/docs/232/047/afeccion_hidroelectrica.pdf

4 Imagen disponible en: http://www.lifehygenet.eu/energia-mini-hidraulica/tecnologias-existentes/

5 Imagen disponible en: http://www.dicyt.com/viewItem.php?itemId=28039

CAPÍTULO 2

1 Al respecto, Zegarra (2014) afirma que mientras más alta sea la rivalidad de un bien, mayores son las posibilidades de conflicto.

2 Para más detalle, puede revisarse el capítulo 7 del presente libro.

3 Los proyectos que no fueron considerados son: Central Hidroeléctrica Santa Cruz I, Central Hidroeléctrica Poechos II, Central Hidroeléctrica La Joya, Central Hidroeléctrica Carhuaquero IV, Central Hidroeléctrica Caña Brava, Central Hidroeléctrica Tingo, Mini Central Hidroeléctrica Cerro del Águila y Central de Cogeneración Paramonga.

4 Corresponde indicar que, debido a la falta de información disponible en: el caso de las centrales: Central Termoeléctrica Maple Etanol, Central Hidroeléctrica Santa Cruz II, Central Termoeléctrica Malacas, Central Térmica N° 01, Central Térmica N° 02, Central Termoeléctrica La Gringa VI y Central Termoeléctrica de Cogeneración Huachipa, se ha tomado en cuenta la fecha de aprobación del estudio de prefactibilidad, de la solicitud de autorización, del inicio de obras o de la concesión definitiva, como inicio del periodo necesario para la puesta en operación comercial de dichos proyectos.

5 Información disponible en: https://data.giss.nasa.gov/gistemp/graphs/graph_data/Global_Mean_Estimates_based_on_Land_and_Ocean_Data/graph.txt (Última revisión: 12 de julio de 2019)

6 Información disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicator/EG.ELC.ACCS.RU.ZS (Última revisión: 19 de julio de 2019).

7 Información disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicator/EG.ELC.ACCS.RU.ZS (Última revisión: 19 de julio de 2019).

8 El factor de planta permite medir el grado de utilización promedio de la capacidad de generación y se calcula bajo la siguiente fórmula:

$$Factor\ de\ Planta = \frac{(Energía\ total\ producida\ en\ un\ año)}{(Potencia\ Efectiva \times 8760)}$$

9 Imagen disponible en: https://bizkhan.tistory.com/1517?category=294868

10 Artículo 5 del DL N° 1002.

11 Las centrales RER reciben el pago de la prima mediante transferencias efectuada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional COES.

12 Se muestran los valores de mayo de cado año debido a que en dicho mes la Gerencia de Regulación Tarifaria de Osinergmin fija las Tarifas en Barra y uno de sus componentes es el peaje de transmisión.

13 Además de los cargos por prima RER, también se incluyen cargos por situaciones de emergencia (CCCSE), por subsidio al FISE (Cargo por Compensación FISE), compensación al Nodo Energético (CUCGE), compensación a la Reserva Fría (CUCSS) y por sobrecostos de generación (cargo unitario por Costos Variables Adicionales respecto del costo marginal – CVOA-CMg).

14 Se incorpora el pago por generación y distribución.

15 Se escogió un usuario que reside en el sistema eléctrico Lima Norte y que está en la opción tarifaria BT5B.

CAPÍTULO 3

1 Ver sección 86 de The Electricity Act (2003).

2 Basado en Hanson y Van Son (2003).

3 Basado en Irena y CEM (2015).

4 Para más detalles sobre la generación distribuida, ver el capítulo 12 del presente libro.

5 Recuperado de https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/

CAPÍTULO 4

1 Información disponible en: https://www.irena.org/solar

CAPÍTULO 5

1 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Disponible en: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/wpcontent/uploads/sites/3/2016/10/7_Spanish_Why_it_Matters.pdf

2 Electricity – Installed generating capacity. Disponible en: https://www.cia.gov/library/publications/resources/the-world-factbook/fields/256.html

3 Irena RE Statistics Query tool 2019. Disponible en: https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Query-Tool

4 La energía renovable representa ya un tercio de la capacidad energética mundial, según Irena. Disponible en: https://unfccc.int/es/news/la-energia-renovable-representa-ya-un-tercio-de-la-capacidad-energetica-mundial-segun-irena

5 "La Gran Muralla China del Sol": la planta solar más grande del mundo cubre más de 1.200 km2 y está ubicada en el desierto de Tengger. Disponible en: https://www.xataka.com/energia/gran-muralla-china-sol-planta-solar-grande-mundo-cubre-1-200-km2-esta-ubicada-desierto-tengger

6 China declara completo megaproyecto eléctrico Tres Gargantas. Disponible en: https://lta.reuters.com/articulo/worldNews/idLTASIE86304I20120704

7 Itaipu Binacional. Disponible en: https://www.itaipu.gov.py/es/energia/generacion

8 Las 10 mayores plantas de biomasa del mundo. Disponible en: https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-de-biomasa-del-mundo/

9 Las 10 mayores plantas geotérmicas del mundo. Disponible en: https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-geotermicas-del-mundo/

10 Las 10 centrales eléctricas que más energía generan en el mundo. Disponible en: https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-centrales-electricas-que-mas-energia-generan-en-el-mundo/

11 Costo de abatimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema. Disponible en: http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm

12 Este dato corresponde al año de puesta en servicio. El diámetro del círculo representa el tamaño del proyecto, con su centro como valor del costo de cada proyecto en el eje Y. Las líneas gruesas son el valor promedio ponderado global de LCOE para las plantas que entran en servicio cada año. El costo real ponderado del capital (WACC) es del 7.5% para los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y China, y del 10% para el resto del mundo. La banda única representa el rango de costo de la generación de energía alimentada con combustibles fósiles, mientras que las bandas para cada tecnología y año representan las bandas de percentil 5 y 95 para proyectos renovables.

13 Chapter 1: Global Overview. Disponible en: https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_01/chapter_01/

14 Assessment of Renewable Power Purchase Obligations In India. Disponible en: www.mondaq.com/india/x/546712/Renewables/Assessment+Of+Renewable+Power+Purchase+Oblgatons+In+Inda.

15 India's solar anti-dumping saga: The industry anticipates. Disponible en: https://www.pv-tech.org/editors-blog/indias-solar-anti-dumping-saga-the-industry-anticipates

16 Will The U.S. Solar Industry Survive Import Tariffs? Trump Holds The Cards. Disponible en: https://www.forbes.com/sites/kensilverstein/2017/10/03/will-the-u-s-solar-industry-survive-import-tariffs-trump-holds-the-cards/#7896afdd4a15

17 In January 2018, The Trump Administration Placed Tariffs on Imported Solar Cells and Modules. Here's What It Means. Disponible en: https://www.seia.org/research-resources/section-201-solar-tariffs

18 New Tariffs to Curb US Solar Installations by 11% Through 2022. Disponible en: https://www.greentechmedia.com/articles/read/tariffs-to-curb-solar-installations-by-11-through-2022

CAPÍTULO 6

1 Enel inaugura la planta solar más grande del Perú. Disponible en: https://www.enel.pe/es/conoce-enel/prensa/press/d201803-enel-inaugura-la-planta-solar-mas-grande-del-peru.html

2 Según el COES (2019), la producción eléctrica fue de 472 GWh a 2018.

3 La presente sección está basada en Mitigation Momentum (2015).

4 Decreto Supremo N° 021-1993-EM. Disponible en: http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/compendio/ds021-93.pdf

5 Decreto Supremo N° 026-2007-EM. Disponible en: http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/compendio/ds026-2007.pdf

6 Acerca de Adinelsa. Disponible en: http://www.adinelsa.com.pe/adinelsaweb/index.php/conocenos/acerca-de-adinelsa

7 Según la reglamentación, la denominación es Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD), pero para el presente documento se denominarán Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA) para guardar relación con otras secciones del libro. Además, estos sistemas no incluyen los tratados por la subasta ganada por Ergon.

8 Resolución Directoral N° 021-2016-MEM/DGE. Disponible en http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/concesiones%20electricas/RD%20021-2016-MEM-DGE.pdf

CAPÍTULO 7

1 Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

2 Según el artículo 24 de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844), "la concesión definitiva permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión, así como también de redes y subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad".

3 Por ejemplo, como parte del apoyo a la comunidad, la empresa desarrolló el programa Construyendo Escuelas Exitosas, ejecutado mediante el Instituto Peruano de Administración de Empresas (IPAE). Asimismo, ha desarrollado campañas de salud bucal, entre otros proyectos de bien social.

4 Historia de Agroindustrial Paramonga S.A.A. (AIPSAA). Disponible en: http://www.agroparamonga.com/quienes_somos.php?id=Historia#.XRt8C-hKiUk

5 Imagen disponible en: http://www.agroparamonga.com/galerias.php?id=Erase-una-vez-Paramonga#.XZ4N1kYzaUk

6 El presente texto está basado, principalmente, en la documentación disponible en: el Sistema de Información de la Supervisión de Contratos de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin.

CAPÍTULO 8

1 Mediante escrito bajo registro N° 2308962, la empresa justificó su solicitud a causa de la demora en la aprobación de la certificación ambiental por causa de la administración.

2 Mediante Informe N° GFE-USPP-150-2015, Osinergmin calificó los argumentos expuestos como razones de Fuerza Mayor y consideró procedente la ampliación de la POC por 84 días calendario, computados a partir del 31 de diciembre de 2015.

3 El presente texto está basado principalmente en la documentación disponible en el Sistema de Información de la Supervisión de Contratos de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin.

4 "8.3 Atrasos en el Cronograma de Ejecución de Obras: En los casos en que Osinergmin verifique atrasos en el marco de la fiscalización trimestral del cumplimiento del Cronograma de Ejecución de Obras, la Sociedad Concesionaria está obligada a incrementar el importe de la Garantía de Fiel Cumplimiento en 20% con respecto al monto vigente a la fecha de verificación. Esta obligación deberá ser cumplida dentro de los diez (10) días de recibido el requerimiento por parte de Osinergmin. En caso de no incrementarla dentro del plazo indicado, previo informe de Osinergmin, el Ministerio ejecutará la Garantía de Fiel Cumplimiento no incrementada. En estos casos, la Sociedad Concesionaria queda obligada a presentar, sin requerimiento alguno, una nueva Garantía de Fiel Cumplimiento por un monto igual al ejecutado dentro del plazo de diez (10) días desde el vencimiento del plazo que le otorgó Osinergmin para que presente el incremento. En caso de incumplimiento, el

Contrato quedará resuelto de pleno derecho".

5 "12.3. Las modificaciones y aclaraciones al Contrato, serán únicamente válidas cuando sean acordadas por escrito y suscritas por representantes con poder suficiente de las Partes y cumplan con los requisitos pertinentes de las Leyes Aplicables."

6 Gestiones de servidumbre, autorizaciones de la ANA, aprobación del EIA y obtención del CIRA.

7 "8.4. Postergación de la Puesta en Operación Comercial: La Sociedad Concesionaria podrá solicitar la postergación de la Puesta en Operación Comercial por cualquier causa, para lo cual solo deberá presentar la Garantía de Fiel Cumplimiento incrementada en 20% con respecto al monto vigente, siempre que la nueva Puesta en Operación Comercial no sea posterior al 31 de diciembre de 2014. Cada solicitud de postergación no podrá ser mayor a tres meses. Si las postergaciones acumuladas exceden un año desde la fecha de Puesta en Operación Comercial señalada en su Oferta, el Ministerio tiene la facultad de decidir si acepta la postergación o no la acepta. En este último caso, el Contrato quedará resuelto de pleno derecho. La solicitud de postergación de la Puesta en Operación Comercial para una fecha posterior al 31 de diciembre de 2014, solo será aceptada por el Ministerio si se sustenta en causa de Fuerza Mayor debidamente acreditada ante Osinergmin y se acompaña de la Garantía de Fiel Cumplimiento incrementada en 50% del monto vigente a la fecha en que se invoque la Fuerza Mayor. Cada solicitud de postergación no podrá comprender una extensión mayor de tres meses. Si las postergaciones acumuladas exceden un año desde el 31 de diciembre de 2014, el Ministerio tiene la facultad de decidir si acepta la postergación o no la acepta. Si el Ministerio no acepta la postergación, el Contrato quedará resuelto de pleno derecho".

8 De acuerdo con la Escuela Superior de Administración y Negocios (ESAN), el *due dilligence* financiero "mide las oportunidades y riesgos financieros desde la viabilidad de la empresa. También revisa la generación de flujos de caja, el endeudamiento, la inversión, el financiamiento y los vencimientos". Por otra parte, el *due dilligence* legal "comprueba la situación legal de la sociedad en materia corporativa, contractual, patrimonial, administrativa, de propiedad industrial e intelectual, entre otros." Existen otros tipos de *due dilligence* disponibles en https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/08/en-que-casos-se-emplea-una-due-diligence/

9 "11.6. Si la materia de arbitraje fuera el cumplimiento de las obligaciones garantizadas con fianza conforme a la Cláusula 10, si fuera aplicable, dicha garantía no podrá ser ejecutada y deberá ser mantenida vigente durante el procedimiento arbitral".

CAPÍTULO 9

1 La DGE del Minem, luego de haber verificado y evaluado que la empresa haya cumplido con los requisitos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas, emitió el Informe N° 352-2011-DGE-DCE, recomendando otorgar la concesión definitiva solicitada.

2 Previamente, mediante la Resolución Directoral N° 0071-2011-ANA-DARH de fecha 10 de mayo de 2011, emitida por la Dirección de Administración de Recursos Hídricos (DARH) de la Autoridad Nacional del Agua, se aprobó el estudio de aprovechamiento hídrico en lo que respecta al estudio hidrológico a nivel definitivo para el desarrollo del proyecto.

3 Mediante Carta COES/D/DP-742-2012.

4 En adición, la empresa obtuvo un financiamiento hasta por el 70% del valor del proyecto, que se concretó en marzo de 2014.

5 Informe de Gestión Trimestral a marzo de 2014, remitido por Egejunín a Osinergmin, mediante Carta N° EGE-061-2014.

6 Informe N° GFE-USPP-114-2014.

7 Cabe indicar que la fecha POC establecida según el contrato era el 25 de mayo de 2015.

8 Información remitida por la empresa a Osinergmin mediante Carta N° EGE-085-2015 de fecha 1 de abril de 2015.

9 El presente texto está basado, principalmente, en la documentación disponible en el Sistema de Información de la Supervisión de Contratos de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin. Se desarrolla el caso de las cinco CH debido a que las cinco están en una misma situación y fueron concedidas al mismo grupo económico.

10 De acuerdo a los Contratos, la fecha de Término del Contrato es el 31 de diciembre de 2036 y no puede ser modificada por ninguna causa. De acuerdo a lo explicado por los especialistas de la DSE, el plazo para operar es desde la POC hasta el 31 de diciembre de 2036. Dicho plazo de operación puede ser de 20 años o menor dependiendo de la fecha POC efectiva.

11 Lo solicitado por la DGE implicaba que las SC presentaran el Cronograma actualizado y la información presentada al COES, las observaciones formuladas por los terceros involucrados, los documentos que evidencien la necesidad de cambio del punto de conexión, los requisitos adicionales y las limitaciones existentes en el punto de conexión, todo según el PR-20. El PR-20 es un procedimiento técnico que debe cumplirse en el caso de ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN. En particular el numeral 9 está referido a la gestión del Estudio de Pre-Operatividad.

12 "8.4. Puesta en Operación Comercial posterior al 31 de diciembre de 2018. Si al 31 de diciembre de 2018, por cualquier motivo, no se ha concretado la Puesta en Operación Comercial del Proyecto de Generación RER, materia del presente Contrato, este quedará resuelto de pleno derecho, ejecutándose la Garantía de Fiel Cumplimiento. La Sociedad Concesionaria mantendrá los derechos sobre la Concesión Definitiva de Generación que le hubiere sido otorgada, de acuerdo a los términos de la LCE y el RLCE".

13 "7.3. La Fuerza Mayor no liberará a las Partes del cumplimiento de obligaciones que no sean afectadas por dichos eventos. La Parte que invoque la Fuerza Mayor deberá hacer sus mejores esfuerzos para asegurar la reiniciación de la actividad en el menor tiempo posible después de la ocurrencia de dichos eventos".

14 "8.3. Atrasos en el Cronograma de Ejecución de Obras hasta antes del 31 de diciembre de 2018. En los casos en que Osinergmin verifique atrasos en el marco de la fiscalización trimestral del cumplimiento del Cronograma de Ejecución de Obras, la Sociedad Concesionaria está obligada a incrementar el importe de la Garantía de Fiel Cumplimiento en 20% con respecto al monto vigente a la fecha de verificación. Esta obligación deberá ser cumplida dentro de los diez (10) Días de recibido el requerimiento por parte de Osinergmin. En caso de no incrementarla dentro del plazo indicado, previo informe de Osinergmin, el Ministerio ejecutará la Garantía de Fiel Cumplimiento no incrementada. En estos casos la Sociedad Concesionaria queda obligada a presentar, sin requerimiento alguno, una nueva Garantía de Fiel Cumplimiento por un monto igual al ejecutado dentro del plazo de diez (10) Días desde el vencimiento del plazo que le otorgó Osinergmin para que presente el incremento. En caso de incumplimiento el Contrato quedará resuelto de pleno derecho".

15 Imagen disponible en: https://www.ibtgroup.com/es/prensa/primera-piedra-de-hydrika-para-la-construccion-de-minicentrales-hidroelectricas-en-pampas

CAPÍTULO 10

1 Mediante Carta N° COES/D/DP-790-2016 del 21 de julio de 2016.

2 Mediante Carta N° EGP-PERG-244-2016 a fin de dar cumplimiento a la obligación establecida en la cláusula 4.6 del Contrato de Suministro.

3 Mediante comunicación EGP-PERG-053-2017 presentada el 31 de enero de 2017, la empresa acreditó el cumplimiento de ese hito.

4 Mediante el informe N° 302-2017-MEM/DGE-DCE.

5 Este contrato fue posteriormente elevado a Escritura Pública el 29 de agosto de 2017.

6 La primera versión del Estudio de Operatividad fue entregada al COES con fecha 27 de junio de 2017. El estudio fue revisado por ABY, propietario de la subestación de interconexión, y el COES, los cuales entregaron sus observaciones con fecha 24 de julio y 3 de agosto, respectivamente.

7 Mediante el Oficio N° 2455-2017-MEM/DGE, recibido el 22 de diciembre de 2017.

8 La solicitud se realizó mediante el Registro N° 2764986 del 28 de noviembre de 2017, presentada a la Dirección General de Electricidad del Minem.

9 Cabe indicar que, de conformidad con el numeral 1.1 de las Bases Consolidadas de la Cuarta Subasta RER que forman parte integrante del Contrato de Concesión, la fecha referencial POC de la central se había establecido a más tardar el 31 de diciembre de 2018.

10 Específicamente se refirió a su experiencia en el proyecto Central Solar Fotovoltaica Finis Terrae de 138 MW, ubicado en Chile, que según indicó la empresa, utiliza idéntica marca y similar modelo de inversores a los del proyecto Rubí, y donde también tuvieron que replantear los plazos de la puesta en servicio.

11 De acuerdo con lo establecido en el numeral 23, Anexo 1 del Decreto Supremo N° 088-2013-PCM, Listado de Funciones Técnicas bajo la competencia de Osinergmin, y en el artículo 33° del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

12 En atención a la Carta EGP-PERG-486-2018 que recibió el 26 de enero de 2018, mediante la cual la empresa solicitaba el ingreso en operación comercial de la Central Solar Rubí.

13 Los módulos fotovoltaicos captan la radiación solar y la transforman en corriente continua, que posteriormente es convertida por los inversores en corriente alterna en baja tensión.

14 Plazos ajustados y dilación en la obtención de documentos y permisos importantes para la continuidad de la obra, largas rutas para el transporte de los suministros de los principales equipos para la obra, entre otros aspectos mencionados por la empresa.

15 El presente texto se basa, principalmente, en la documentación disponible en el Sistema de Información de la Supervisión de Contratos de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin. Se desarrolla el caso de los dos parques eólicos debido a que ambos están en una misma situación y fueron concedidos al mismo grupo económico.

16 De acuerdo a los Contratos, la fecha de Término del Contrato es el 31 de diciembre de 2038 y no puede ser modificada por ninguna causa. De acuerdo con lo explicado por los especialistas de la DSE, el plazo para operar es desde la POC hasta el 31 de diciembre de 2038. Dicho plazo de operación puede ser de 20 años o menor, dependiendo de la fecha POC efectiva.

17 "8.3. Atrasos en El Cronograma de Ejecución de Obras hasta antes del 31 de diciembre de 2020. En los casos en que Osinergmin verifique atrasos en el marco de la fiscalización trimestral del cumplimiento del Cronograma de Ejecución de Obras, la Sociedad Concesionaria está obligada a incrementar el importe de la Garantía de Fiel Cumplimiento en 20% respecto al monto vigente a la fecha de verificación se procederá de la misma manera en caso se verifique la persistencia del incumplimiento del mismo hito. Esta obligación deberá ser cumplida dentro de los diez (10) Días de recibido el requerimiento por parte de Osinergmin. En caso de no incrementarla dentro del plazo indicado, previo informe de Osinergmin, el Ministerio ejecutará la Garantía de Fiel Cumplimiento no incrementada. En estos casos la Sociedad Concesionaria queda obligada a presentar, sin requerimiento alguno, una nueva Garantía de Fiel Cumplimiento por un monto igual al ejecutado dentro del plazo de diez (10) Días desde el vencimiento del plazo que le otorgó Osinergmin para que presente el incremento. En caso de incumplimiento, el Contrato quedará resuelto de pleno derecho".

CAPÍTULO 11

1 Decreto Legislativo N° 1002. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/MarcoNormativo/DL_No_1002.pdf

2 Decreto Supremo N° 020-2013-EM. Disponible en https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/aprueban-reglamento-para-la-promocion-de-la-inversion-electr-decreto-supremo-n-020-2013-em-955829-2/

3 Información de la Primera subasta RER para suministro de energía a áreas no conectadas a red (instalaciones RER autónomas). Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/primera-subasta-off-grid

4 Bases Integradas para la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables en áreas no conectadas a red. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/PrimeraSubastaOffGrid/Bases/Bases%20Integradas.pdf

5 Anexos 7-1 y 7-2 de las Bases Consolidadas.

6 Sociedad Eléctrica del Sur Oeste (SEAL).

7 Cronogramas de la Primera subasta RER para suministro de energía a áreas no conectadas a red (instalaciones RER autónomas). Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/primera-subasta-off-grid/cronograma

8 Numeral 4.3 de las Bases Consolidadas.

9 La Distribuidoras: Hidrandina S.A., Electro Norte S.A., Electro Centro S.A., Electro Nor Oeste S.A., Electro Ucayali S.A. y Adinelsa, que no suscribieron el Contrato de Servicio el 30/04/2015, serían citadas por el Minem oportunamente.

10 Subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables en áreas no conectadas a red. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/PrimeraSubastaOffGrid/Bases/Acta%20de%20Adjudicacion%20Buena%20Pro.pdf

11 Anexo 13 de las Bases Consolidadas.

12 Para más detalles ver el anexo 4 del Contrato de Inversión o el anexo 13 de las Bases Consolidadas.

13 El inversionista es responsable por el diseño óptimo y eficiente, minimizando pérdidas eléctricas y caídas de tensión en las etapas de generación, distribución, almacenamiento, conversión y suministro eléctrico al usuario mediante el SFVa.

14 Para todos los tipos de SFVa, el controlador de carga y el inversor deberán ser instalados en cajas selladas que no permitan su manipulación, para evitar que se pueda suministrar energía a la carga directamente desde la batería. Asimismo, el sistema deberá contar con indicadores que muestren el estado de carga de la batería y adviertan al usuario que se producirá el corte de electricidad.

15 Instalaciones eléctricas que contengan un tomacorriente de doble toma, una toma para cargador eléctrico universal para teléfono celular.

16 Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC, por sus siglas en inglés).

17 Se permite el uso de baterías de ion-litio. La batería está referida a una o varias unidades de almacenamiento, las cuales deberán ser interconectadas en serie (no se permite en paralelo).

18 Para mayor detalle ver la Ley N° 29970 en http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/LEY-29970-CONCORDADO.pdf

19 La Ley del FISE (modificada por la Ley N° 30880) encargó a Osinergmin la administración temporal del FISE, hasta el 31 de diciembre de 2019.

20 Según la primera Adenda, numeral 6.3.

21 Resolución Directoral N° 0132-2018-MEM/DGE. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-RD_132_2018_MEM_DGE-1zzzg4z82d3n8z368509.pdf

22 Según la tercera Adenda del Contrato de Inversión: "Toda referencia al Anexo 7-2 de las Bases que se haga en el Contrato de Inversión, queda modificada y debe ser entendida hecha al presente Anexo 9 del Contrato de Inversión".

23 Decreto Supremo N° 036-2014-EM.

24 Decreto Supremo N° 021-2012-EM.

25 Resolución Ministerial N° 432-2014-MEM/DM.

26 Decreto Supremo N° 020-2013-EM.

27 Artículo 11 del D.S. N° 021-2012-EM.

28 Artículo 11 del D.S. N.° 021-2012-EM.

CAPÍTULO 12

1 "The 3 Generations of Smart Cities". Información disponible en: http://www.fastcoexist.com/3047795/the-3-generations-of-smart-cities

2 "Otra cara de la moneda de la red 5G: los riesgos en ciberseguridad". Información disponible en: https://gestion.pe/tendencias/cara-moneda-red-5g-riesgos-ciberseguridad-274021-noticia/

CAPÍTULO 13

1 Estos valores pueden variar según la legislación de cada país.

2 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

3 Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.

CAPÍTULO 14

1 Corresponde a temperaturas generalmente por debajo del nitrógeno líquido, –196 °C, e inicialmente próximas al helio líquido, –268.5 °C.

CAPÍTULO 15

1 De acuerdo con los resultados censales de 2017, Lima Metropolitana concentró a 8 574 974 habitantes, mientras que la provincia constitucional del Callao registró 994 494 habitantes. Asimismo, el total de habitantes en el país fue de 29 381 884. Disponible en: https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1539/libro.pdf

2 Indicador: concentración media anual de partículas suspendidas respirables PM_{10}. Disponible en: https://sinia.minam.gob.pe/indicador/1405

3 Indicador: concentración media anual de partículas suspendidas respirables $PM_{2.5}$. Disponible en: https://sinia.minam.gob.pe/indicador/1596

Las centrales RER permiten diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Foto: Shutterstock.

BIBLIOGRAFÍA

Acciona Microenergía Perú (2013). *Memoria de actividades 2013.* Recuperado de https://safundacionmicro.blob.core.windows.net/media/1632/peru_memoria2013.pdf

Acuerdo de París (2015) *Paris Agreement.* Recuperado de https://treaties.un.org/doc/Treaties/2016/02/20160215%2006-03%20PM/Ch_XXVII-7-d.pdf

Agencia de Cooperación Internacional de Japón (2012). *Plan maestro para el desarrollo de la energía geotérmica en el Perú: Informe final* (Resumen). Recuperado de http://open_jicareport.jica.go.jp/pdf/12048567.pdf

Akella, A., Saini, R. y Sharma, M. (2009). Social, Economical and Environmental Impacts of Renewable Energy Systems. Revista *Renewable Energy,* 34(2), 390-396. doi:10.1016/j.renene.2008.05.002

Álvarez, E., y Álvaro, R. (2017). Implicaciones del Energiewende en el ámbito eléctrico. *Cuadernos Orkestra* (28). Recuperado de https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/cuadernos/2017-28.pdf

Banco Interamericano de Desarrollo (2012). Elaboración de la nueva matriz energética sostenible y evaluación ambiental estratégica, como instrumentos de planificación. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/eficiencia%20energetica/publicaciones/guias/Informe_completo_Estudio_NUMES.pdf

Banco Mundial (2019). *Data Description-Geographical Coverage and Spatial Resolution.* Recuperado de https://globalsolaratlas.info/about/data-description

Bastakoti, B. (2003). Rural Electrification and Efforts to Create Enterprises for the Effective Use of Power. Revista *Applied Energy,* 76(1-3), 145-155. doi:10.1016/S0306-2619(03)00055-2

Bhadoria, V., Singh, N. y Shrivastava, V. (2013). *A Review on Distributed Generation Definitions and DG Impacts on Distribution System.* International Conference on Advanced Computing and Communication Technologies (ICACCT™-2013). Panipat. doi:10.13140/RG.2.1.4439.4328

Bhattacharyya, S. (2012). Energy Access Programmes and Sustainable Development: A Critical Review and Analysis. Revista *Energy for Sustainable Development,* 16(3), 260-271. doi:10.1016/j.esd.2012.05.002

Bihar Electricity Regulatory Comission (2010). *Renewable purchase obligation, its compliance and REC framework implementation.* Recuperado de https://rpo.gov.in/ProjectFiles/Bihar/Renewable%20Purchase%20Obligation.pdf

Bird, D. y Milligan, M. (2012). *Lessons from Large-Scale Renewable Energy Integration Studies.* 2012 World Renewable Energy Forum (WREF 2012). Denver. Recuperado de https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54666.pdf

Bouskela, M., Casseb, M., Bassi, S., De Luca, C. y Facchina, M. (2016). *La ruta hacia las smart cities: migrando de una gestión tradicional a la ciudad inteligente.* Recuperado de https://publications.iadb.org/es/la-ruta-hacia-las-smart-cities-migrando-de-una-gestion-tradicional-la-ciudad-inteligente

BP plc. (2019). *BP Statistical Review of World Energy.* Recuperado de https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf

Branker, K., Pathak, M. y Pearce, J. (2011). A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity. Revista *Renewable & Sustainable Energy Reviews* (15), Agosto, 4470-4482. doi:10.1016/j.rser.2011.07.104

Calero, R. y Viteri, D. (2018). *Energía undimotriz, alternativa para la producción de energía eléctrica en la provincia de Santa Elena.* Recuperado de http://humadoc.mdp.edu.ar:8080/bitstream/handle/123456789/643/document%20%281%29.pdf?sequence=1

Carta, J. A., Calero, R., Colmenar, A. y Castro, M.-A. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.* Madrid: Editorial Pearson Educación. Recuperado de https://es.calameo.com/read/004845991601e94a1efb1

Centro de Conservación de Energía y del Ambiente (2011). *Informe Final - Producto 1: línea base de las tecnologías energéticas - Producto 2: estado del arte.* Recuperado de https://www.renenergyobservatory.org/uploads/media/Peru_Producto_1_y_2__Esp__02.pdf

Cerdá, E. (2012). *Energía obtenida a partir de biomasa.* Obtenido de ResearchGate Web site: https://www.researchgate.net/publication/277264682_Energia_obtenida_a_partir_de_biomasa

Chamorro, C. (2009). Energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos: estado actual y perspectivas a nivel mundial. *Revista de Ingeniería Dyna*, 84(1), 44-51.

Chenari, B., Saadatian, S. y Ferreira, A. (2014). *Wave Energy Systems: An Overview of Different Wave Energy Converters and Recommendation for Future Improvements.* 8th International Technology, Education and Development Conference. Valencia. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/264490545_WAVE_ENERGY_SYSTEMS_AN_OVERVIEW_OF_DIFFERENT_WAVE_ENERGY_CONVERTERS_AND_RECOMMENDATION_FOR_FUTURE_IMPROVEMENTS

Cifuentes, L., Jorquera, H., Rizzi, L. y Vergara, J. (2004). *Economic and Environmental Valuation Applied to Air Quality Management and Pollution Control Cases.* Recuperado de https://publications.iadb.org/en/economic-and-environmental-valuation-applied-air-quality-management-and-pollution-control-cases

Colombo, E., Bologna, S. y Masera, D. (Edits.). (2013). *Renewable Energy for Unleashing Sustainable Development.* Recuperado de https://www.springer.com/la/book/9783319002835

Comisión Nacional del Medio Ambiente (1997). *Plan de prevención y descontaminación atmosférica de la región Metropolitana.* Santiago, Chile: Comisión Nacional del Medio Ambiente, Región Metropolitana

Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (2019). Documentos varios. Obtenido de COES Web site: http://www.coes.org.pe/portal/

Consorcio Barlovento y Vortex (2016). *Atlas eólico del Perú.* Recuperado de http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=537

Consorcio Halcrow Group y OIST (2011). *Atlas del potencial hidroeléctrico del Perú.* Recuperado de http://www.ede.pe/web/wp-content/uploads/2017/05/ATLAS_ENERGI%CC%81A_HIDRAU%CC%81LICA_PERU%CC%81.pdf

Council of European Energy Regulators (2016). *Key Support Elements of RES in Europe: Moving Towards Market Integration.* Recuperado de https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/28b53e80-81cf-f7cd-bf9b-dfb46d471315

Couture, T., Cory, K., Kreycik, C. y Williams, E. (2010). *Policymaker's Guide to Feed-In Tariff Policy Design* (No. NREL/TP-6A2-44849). Recuperado de https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf

Dammert, A. (2009). Generación eléctrica con energías renovables no convencionales: el mecanismo de subastas. *Revista de la Asociación Círculo de Derecho Administrativo de la PUCP* (8), 275-286. Recuperado de http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/14000/14622

Dammert, A., García, R. y Molinelli, A. (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico. Lima: Fondo Editorial PUCP.* Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Regulacion_Supervision_del_Sector%20Electrico.pdf

Defensoría del Pueblo (2019). *Reporte de conflictos sociales N° 184. Adjuntía para la Prevención de Conflictos Sociales y Gobernabilidad.* Recuperado de https://www.defensoria.gob.pe/wp-content/uploads/2019/07/Conflictos-Sociales-N%C2%B0-184-Junio-2019.pdf

DelftX (2019). *Electric Cars: Introduction.* Recuperado de https://www.edx.org/es/course/electric-cars-introduction-0

División de Supervisión de Electricidad (2019). *Ficha Técnica - Junio 2019.* Documentos varios.

Elliot, P. (2019). Energías renovables en el Perú. *Desarrollo de energías renovables en Latinoamérica: marco actual, estrategias, desafíos y oportunidades.* Cusco. Recuperado de http://evento-energias-renovables.pecier.org.pe/

Energy Information Administration (2017). *Modeling Distributed Generation in the Buildings Sectors.* Recuperado de https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/2017/buildings/pdf/moddistribg.pdf

Enerlis, Ernst and Young, Ferrovial y Madrid Network (2012). *Libro Blanco: smart cities.* Recuperado de http://www.innopro.es/pdfs/libro_blanco_smart_cities.pdf

Fenercom (2018). *Guía de la energía solar.* Recuperado de https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-de-la-energia-solar-fenercom.pdf

Fundación Transitemos (2018). *Transporte urbano Lima y Callao – 2018. Informe de observancia de situación del transporte urbano.* Julio. Recuperado de https://transitemos.org/download/situacion-del-transporte-informe-por-transitemos/?wpdmdl=4089&masterkey=5bd09ae5224bc

Gallego, J. (2018). *Principales técnicas de conversión de la energía solar térmica.* Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/324978925_Principales_Tecnicas_de_Conversion_de_la_Energia_Solar_Termica

Gamboa, C. y Cueto, V. (2012). *Matriz energética en el Perú y energías renovables.* Recuperado de https://library.fes.de/pdf-files/bueros/peru/09004.pdf

Gamio, P. (2017). Energía: Un cambio necesario en el Perú. *Revista Kawsaypacha* (1), 93-135. doi:10.18800/kawsaypacha.201701.004

Gamio, P. y Eisman, J. (2016). *Acceso universal a la energía y tecnologías renovables.* Recuperado de http://www.cies.org.pe/sites/default/files/investigaciones/acceso-universal-a-la-energia-y-tecnologias-renovables.pdf

Gaonkar, D. (Ed.) (2010). *Distributed Generation*. Books on Demand. doi:10.5772/203

García, L. (2016). *Estudio comparativo de diferentes tecnologías renovables en un horizonte 2020.* Recuperado de https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/69469/retrieve

Garduño, E., García, A., Rodríguez, Y., Bárcenas, J., Alatorre, M., Cerezo, E., . . . Silva, R. (2017). *Conversión de energía térmica oceánica (OTEC): estado del arte.* Recuperado de https://cemieoceano.mx/downloads/libros/CEMIEOceano_Gradiente_Termico.pdf

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2014). *Generación eléctrica con recursos energéticos renovables no convencionales en el Perú.* Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Oct_2014_Generacion_Electrica_RER_No_Convencionales_Peru.pdf

Gischler, C. y Janson, N. (2011). *Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en América Latina y El Caribe: análisis de estudios de caso para Jamaica, Barbados, México y Chile.* Recuperado de https://publications.iadb.org/es/publicacion/16086/perspectivas-sobre-la-generacion-distribuida-mediante-energias-renovables-en

Hanson, C. y Van Son, V. (2003). *Renewable Energy Certificates: An Attractive Means for Corporate Customers to Purchase Renewable Energy.* Corporate Guide to Green Power Markets. Recuperado de http://pdf.wri.org/gpmdg_corporate_guide_05.pdf

Heinberg, R. y Fridley, D. (2016). *Our Renewable Future: Laying the Path for One Hundred Percent Clean Energy.* Island Press.

Henriot, A. (2014). *Economics of Intermittent Renewable Energy Sources: Four Essays on Large-Scale Integration into European Power Systems.* Recuperado de https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01018509/document

Humpire, D. (2017). *Análisis comparativo de los mecanismos net metering y net billing para generación distribuida fotovoltaica residencial en el mercado eléctrico peruano.* XXIV Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente. Huaraz. Recuperado de http://www.perusolar.org/wp-content/uploads/2017/12/Humpire-David_peruano.pdf

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2006). *Minicentrales hidroeléctricas.* Obtenido de IDAE Web site: https://www.idae.es/publicaciones/minicentrales-hidroelectricas

Intergovernmental Panel on Climate Change (2011). *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático. Resumen para responsables de políticas y resumen técnico.* Recuperado de https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srren_report_es-1.pdf

International Energy Agency (2014). *CO_2 Emissions from Fuel Combustion 2014.* Recuperado de https://www.oecd-ilibrary.org/energy/co2-emissions-from-fuel-combustion-2014_co2_fuel-2014-en

International Energy Agency (2015). *CO_2 Emissions from Fuel Combustion 2015.* Recuperado de https://www.oecd-ilibrary.org/energy/co2-emissions-from-fuel-combustion-2015_co2_fuel-2015-en

International Energy Agency (2016). *CO_2 Emissions from Fuel Combustion 2016.* Recuperado de https://www.oecd-ilibrary.org/energy/co2-emissions-from-fuel-combustion-2016_co2_fuel-2016-en

International Energy Agency (2017). *CO_2 Emissions from Fuel Combustion 2017.* Recuperado de https://www.oecd-ilibrary.org/energy/co2-emissions-from-fuel-combustion-2017_co2_fuel-2017-en

International Energy Agency (2018). *20 Renewable Energy Policy Recommendations.* Recuperado de https://webstore.iea.org/20-renewable-energy-policy-recommendations

International Renewable Energy Agency (2014). *Perú: Renewables Readiness Assessment 2014.* Recuperado de https://www.irena.org/publications/2014/Jun/Renewables-Readiness-Assessment-Peru

International Renewable Energy Agency (2015). *Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus.* Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Water_Energy_Food_Nexus_2015.pdf

International Renewable Energy Agency (2016a). *Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics.* Recuperado de https://www.irena.org/publications/2016/Jan/Renewable-Energy-Benefits-Measuring-the-Economics

International Renewable Energy Agency (2016b). *Renewable Energy Market Analysis: Latin America.* Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_2016.pdf

International Renewable Energy Agency (2016c). *Policies and Regulations for Private Sector Renewable Energy Mini-Grids.* Recuperado de https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Policies_Regulations_minigrids_2016.pdf

International Renewable Energy Agency (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.* Recuperado de https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets

International Renewable Energy Agency (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017.* Recuperado de https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017

International Renewable Energy Agency (2019a). R*enewable Energy Statistics 2019.* Recuperado de https://www.irena.org/publications/2019/Jul/Renewable-energy-statistics-2019

International Renewable Energy Agency (2019b). *Renewable Power Generation Costs in 2018.* Recuperado de https://www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018

International Renewable Energy Agency y Clean Energy Ministerial (2015). *Renewable Energy Auctions: A Guide to Design.* Recuperado de https://www.irena.org/publications/2015/Jun/Renewable-Energy-Auctions-A-Guide-to-Design

International Renewable Energy Agency, International Energy Agency y Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2018). *Renewable Energy Policies in a Time of Transition.* Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf

Jarabo, F., Pérez, C., Elórtegui, N., Fernández, J. y Macías, J. J. (1988). *El libro de las energías renovables.* Madrid: Artes Gráficas S.L. Recuperado de http://www.grupoblascabrera.org/webs/ficheros/08%20Bibliograf%C3%ADa/08%20Renovables/04%20El%20libro%20de%20las%20energ%C3%ADas%20renovables.pdf

Jenkins, N., Ekanayake, J. B. y Strbac, G. (2010). *Distributed Generation.* Recuperado de https://www.researchgate.net/profile/Ramezanali_Ghorbani/post/How_can_select_the_voltage_and_current_PI_controller_parameters_in_an_Islanded_microgrid/attachment/59d635f679197b80779936d8/AS%3A386311715344387%40146911529829 8/download/Distributed_Generation

Khander, S., Barnes, D. y Samad, H. (2013). *Welfare Impacts of Rural Electrification: A Panel Data Analysis from Vietnam.* Recuperado de https://www.journals.uchicago.edu/doi/pdfplus/10.1086/669262

Kosonen, I. (2018). *Intermittency of Renewable Energy; Review of Current Solutions and Their Sufficiency.* Recuperado de https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/149296/Kosonen_Ilari_Bachelor's_Thesis.pdf

Labein Tecnalia (2007). *Guía básica de la generación distribuida.* Recuperado de https://www.google.com/search?q=fenercom&rlz=1C1GCEU_esPE841PE841&oq=fenercom&aqs=chrome..69i57j0j69i59j0j69i60l2.1303j0j9&sourceid=chrome&ie=UTF-8

Lako, P. y Koyama, M. (2016). *Wind Power. IRENA-IEA-ETSAP Technology Briefs.* Recuperado de https://www.irena.org/publications/2016/Mar/Wind-Power

Linares, C. y Díaz, J. (2008). Las PM2.5 y su afección a la salud. *El Ecologista, 46-49.* Recuperado de https://www.um.es/estructura/servicios/sprevencion/c-seguridad/documentos/EE_58_PM25.pdf

Llopis, G. y Rodrigo, V. (2008). *Guía de la energía geotérmica.* Recuperado de https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-de-la-energia-geotermica.pdf

Ministerio de Energía (2018). *Diagnóstico para una nueva regulación de la distribución eléctrica en Chile.* Recuperado de http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2019/03/2019_01_15_Diagnostico_para_una_nueva_regulacion_de_la_distribucion_electrica_en_Chile.pdf

Ministerio de Energía y Minas (2016). *Anuario Ejecutivo de Electricidad 2016.* Recuperado de http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=571

Ministerio de Energía y Minas (2018). *Anuario Estadístico de Electricidad 2017.* Recuperado de http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=13034

Mitigation Momentum (2015). *Sustainable energy production from biomass waste in Peru - NAMA proposal.* Recuperado de http://www.mitigationmomentum.org/downloads/NAMA-proposal-for-sustainable-energy-production-from-biomass-waste-in-Peru_November%202015.pdf

Mohandes, N., Sanfilippo, A. y Al Fakhri, M. (2019). Modeling Residential Adoption of Solar Energy in the Arabian Gulf Region. Revista *Renewable Energy,* 131, 3813-389. doi:10.1016/j.renene.2018.07.04

Molina, L. (2002). *Air Quality in the Mexico Megacity: An Integrated Assessment.* (M. Molina, Ed.) Cambridge: Kluwer Academic Publishers. doi:10.1007/978-94-010-0454-1

Montero, J. A. y Calvo, J. L. (2013). Energía mareomotriz: perspectiva histórica y estado actual. *Revista Técnica Industrial,* 301, 54-60. Recuperado de http://www.tecnicaindustrial.es/tiadmin/numeros/86/1488/a1488.pdf

Morante, J., Flox, C., Skoumal, M., Vives, M., Salom, J., Fuentes, E., . . . Cruz, M. (2014). *El almacenamiento de la electricidad.* Recuperado de https://www.empresaeficiente.com/wp-content/uploads/2018/06/guia_26_el-almacenamiento-de-la-electricidad.pdf

Moreno, M. (2010). La energía eólica: Evolución y perspectivas. *Navegando: Revista de la Fundación Cajamar,* 4, 33. Recuperado de https://issuu.com/cajamarfundacion/docs/120822081432-43210c654a944cd1967160d1fc04bb53

Morshed, F. y Zewuster, M. (2018). *Renewable energy in Latin America.* Recuperado de https://insights.abnamro.nl/en/download/119718/

NAMA Facility (2018). *Marco Regulatorio Generación Distribuida – Chile.* Recuperado de http://4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2018/01/Marco-Regulatorio-NAMA-C.pdf

Nemet, G. (2006). Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. Revista *Energy Policy,* 34(17), 3218-3232. doi:10.1016/j.enpol.2005.06.020

Observatorio Energía e Innovación (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro.* Recuperado de http://www.raing.es/es/publicaciones/libros/el-almacenamiento-de-energ-en-la-distribuci-n-el-ctrica-del-futuro

Ocean Energy Systems e International Energy Agency (2015). *International Levelised Cost of Energy for Ocean Energy Technologies.* Recuperado de https://www.ocean-energy-systems.org/documents/65931-cost-of-energy-for-ocean-energy-technologies-may-2015-final.pdf/

Osinergmin (2019a). *Sistema de Información de la Supervisión de Contratos.* Documentos varios.

Osinergmin (2019b). *Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión eléctrica en operación: Mayo 2019.* Recuperado de http://www.osinerg.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion-mayo-2019.pdf

Oviedo-Salazar, J., Badii, M., Guillen, A. y Serrato, O. (2015). Historia y uso de energías renovables. *Daena: International Journal of Good Conscience,* 10(1), 1-18. Recuperado de http://www.spentamexico.org/v10-n1/A1.10(1)1-18.pdf

Pasos, M., Alarcón, A. y Dalaison, W. (2018). *+ SOL + LUZ: Guía práctica*

para la implementación de sistemas fotovoltaicos en proyectos de infraestructura social. Recuperado de https://publications.iadb.org/es/sol-luz-guia-practica-para-la-implementacion-de-sistemas-fotovoltaicos-en-proyectos-de

Peláez, M. y Espinoza, J. (2015). Eficiencia energética y ahorro de energía en el Ecuador. En *Energías renovables en el Ecuador: situación actual, tendencias y perspectivas* (Vol. 1, págs. 212-255). Cuenca: Universidad de Cuenca. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/291356686_Eficiencia_energetica_y_ahorro_de_energia_en_el_Ecuador

Protocolo de Kioto (1997). *Kyoto Protocol.* Recuperado de https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf

Rader, N. y Hempling, S. (2001). *The Renewables Portfolio Standard: A Practical Guide.* Recuperado de https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/narucrps.pdf

Richter, C., Teske, S. y Nebrera, J. (2009). *Energía solar térmica de concentración: perspectiva mundial 2009.* Recuperado de http://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/csp_2009_spanish.pdf

Riva, F., Ahlborg, H., Hartvigson, E., Pachauri, S. y Colombo, E. (2018). Electricity Access and Rural Development: Review of Complex Socio-Economic Dynamics and Causal Diagrams for More Appropriate Energy Modelling. Revista *Energy for Sustainable Development,* 43, 203-223. doi:10.1016/j.esd.2018.02.003

Rodríguez, A. y Solís, B. (2018). Generación distribuida: marco normativo comparado para Perú, Chile, Colombia y México. *Reporte de Análisis Económico Sectorial,* 6 (11). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Electricidad-diciembre-2018-GPAE-OS.pdf

Rodríguez, H. (2008). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. *Revista de Ingeniería* (28), 83-89. Recuperado de https://www.redalyc.org/pdf/1210/121015051011.pdf

Rubio, J. (2006). Desarrollo económico y educación. Indicios históricos en las primeras Revoluciones Industriales. *Revista Educación XX1*, 9, 35-55. doi:10.5944/educxx1.9.0.318

Salvador Escoda S.A. (2017). *Libro Blanco de las energías renovables.* Recuperado de https://www.salvadorescoda.com/tecnico/solar/Libro_Blanco_E_Renovables_Salvador_Escoda_18.1.pdf

Schmerler, D. y Solís, B. (2018). *Energías renovables no convencionales en el Perú: oportunidades y limitaciones en su contribución a la eficiencia.* Jornada Internacional en Derecho Minero Energético, (págs. 1-30). Colombia.

Secretaría de Energía (2008a). *Energías renovables 2008 - Energía solar.* Recuperado de http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_solar.pdf

Secretaría de Energía (2008b). *Energías renovables 2008 - Energía biomasa.* Recuperado de http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_biomasa.pdf

Secretaría de Energía (2018). *Política pública para promover la generación distribuida en México.* Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/411515/Politica_Publica_Generaci_n_Distribuida_en_M_xico.pdf

Silva, C. y Granados, L. (2018). Estrategia de energización rural: innovación social para el desarrollo sostenible. En Cuervo, L.M. y Guerrero, F. (eds.) *Prospectiva en América Latina. Aprendizajes a partir de la práctica.* Seminarios y Conferencias CEPAL (88), 39-58. Recuperado de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/43878/S1701160_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Sinsel, S., Riemke, R. y Hoffmann, V. (2019). Challenges and Solution Technologies for the Integration of Variable Renewable Energy Sources—A Review. Revista *Renewable Energy.* doi:10.1016/j.renene.2019.06.147

Tamayo, R. (2011). *Potencial de las energías renovables en el Perú.* Recuperado de http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/SeminarioIntEFERP/Miercoles%205.10.2011/3.%20Potencial%20de%20Energias%20Renovables%20DGE-%20Roberto%20Tamayo.pdf

The Electricity Act (2003). Recuperado de http://www.cercind.gov.in/Act-with-amendment.pdf

Tong, W. (2010). Fundamentals of wind energy. *En Wind Power Generation and Wind Turbine Design.* WIT Press.

Tousif, S., y Taslim, S. (2011). Tidal Power: An effective Method of Generating Power. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 2(5), 1-5. Obtenido de https://www.ijser.org/researchpaper/Tidal_Power_An_Effective_Method_of_Generating_Power.pdf

Valenzuela, F. (2011). Energía geotérmica y su implementación en Chile. *Revista Interamericana de Ambiente y Turismo,* 7(1), 1-9. Recuperado de http://riat.utalca.cl/index.php/test/article/view/115/70

Valenzuela, F., Caro, C. y Flores, P. (2009). *Presupuesto público evaluado: Electrificación rural.* Recuperado de https://www.mef.gob.pe/contenidos/presu_publ/ppr/eval_indep/2009_electrificacion_rural.pdf

Vargas, V. y Cruz, V. (2010). *Geothermal Map of Perú. World Geothermal Congress* 2010. Bali. Recuperado de http://repositorio.ingemmet.gob.pe/bitstream/ingemmet/2079/1/Vargas-Geothermal_map_of_Per%c3%ba.pdf

Vásquez, A., Tamayo, J. y Salvador, J. (Edits.). (2017). *La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático.* Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energia-Renovable-Peru-10anios.pdf

Vega, R. (2013). Crisis Civilizatoria. *Revista Herramienta* (42), 43-54. Recuperado de http://www.opsur.org.ar/blog/wp-content/uploads/2013/07/Marxismo-Ecol%C3%B3gico-ed.pdf#page=43

Villicaña, E. (2018). *Energía termosolar CSP, una mirada para su desarrollo en el Perú.* Recuperado de https://foroenergia.com.pe/downloads/5.%20EUNICE%20VILICA%C3%91A.pdf

Wiser, R., Yang, Z., Hand, M., Hohmeyer, O., Infield, D., Jensen, P., . . . Zervos, A. (2011). *Wind Energy.* IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change. Cambridge University Press. Recuperado de http://www.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Ch07.pdf

Zarei, A. y Zarei, N. (2012). Overview of Distributed Generation. *International Journal of Applied Science and Research,* 1(3), 68-76. Recuperado de https://pdfs.semanticscholar.org/0545/f42d280e0e32c64013b-35c5a586b7ea2c7df.pdf

Zeballos, R. y Vignolo, M. (2000). *La generación distribuida en el mercado eléctrico uruguayo.* Recuperado de https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/GD_uruguay.pdf

Zegarra, E. (2014). *Economía del agua: conceptos y aplicaciones para una mejor gestión.* Recuperado de https://www.grade.org.pe/wp-content/uploads/LIBROGRADEECONOMIAAGUA.pdf

Zinaman, O., Aznar, A., Linvill, C., Darghouth, N., Dubbeling, T. y Bianco, E. (2017). *Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics.* Recuperado de https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf

Fila de aerogeneradores de la Central Eólica Wayra en Nazca (Ica). Foto: Minem.

GLOSARIO

°C	Grados Celsius
µm	Micrómetro
AC	Corriente alterna (por sus siglas en inglés)
Adinelsa	Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.
AIPSAA	Agro Industrial Paramonga S.A.A.
AMP	Acciona Microenergía Perú
ANA	Autoridad Nacional del Agua
AWS	Archimedes Wave Swing
BERC	Bihar Electricity Regulatory Commission
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIF	Banco Interamericano de Finanzas
Br	Bromo
BRT	Bus Rapid Transit
C	Carbono
CAES	Compressed Air Energy Storage
CCL	Cámara de Comercio de Lima
Cd	Cadmio
CDG	Concesión Definitiva de Generación
CE	Central eólica
CEM	Clean Energy Ministerial
Cenergia	Centro de Conservación de Energía y del Medio Ambiente
CFC	Clorofluorocarbonos
CH	Central hidroeléctrica
CH_4	Metano
CIA	Agencia Central de Inteligencia
Ciadi	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones
CIRA	Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO	Monóxido de carbono
CO_2	Dióxido de carbono
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
Conama	Comisión Nacional del Medio Ambiente
CS	Central solar

CSF	Central solar fotovoltaica
CT	Central termoeléctrica
ctm	Céntimo
DARH	Dirección de Administración de Recursos Hídricos
DC	Corriente continua
DEP	Dirección Ejecutiva de Proyectos
DGAAE	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos
DGE	Dirección General de Electricidad
DGER	Dirección General de Electrificación Rural
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
DL	Decreto Legislativo
DREM	Dirección Regional de Energía y Minas
DS	Decreto Supremo
DSE	División de Supervisión de Electricidad
EE.UU.	Estados Unidos
Egejunín	Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C.
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EPO	Estudio de Pre-Operatividad
EUR	Euro
EVAP	Evaluación de Impacto Ambiental Preliminar
FCF	Fecha de Cierre Financiero
FIP	Feed-in-Premium
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FIT	Feed-in-Tariff
FMI	Fondo Monetario Internacional
Fonafe	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
Foner	Dirección de Fondos Concursables
FOSE	Fondo de Compensación Social Eléctrica
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de efecto invernadero
GFC	Garantía de Fiel Cumplimiento
GFE	Gerencia de Fiscalización de Electricidad
GLP	Gas licuado de petróleo
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
GOGLA	Asociación de Iluminación Global off-grid
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
H	Hidrógeno

H_2SO_4	Ácido sulfúrico
I+D	Investigación y Desarrollo
IDH	Índice de Desarrollo Humano
IEA	Agencia Internacional de la Energía
IGV	Impuesto general a las ventas
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
Irena	Agencia Internacional de Energías Renovables
ISC	Impuesto selectivo al consumo
IVA	Impuesto al valor agregado
J	Joule
kg	Kilogramo
km^2	Kilómetro cuadrado
kV	Kilovoltio
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
LCOE	Costo nivelado por energía
LGER	Ley General de Electrificación Rural
m	Metro
m^2	Metro cuadrado
m^3	Metro cúbico
MCD	Microgeneración distribuida
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MERC	Comisión Reguladora de Electricidad de Maharashtra
MGD	Mediana generación distribuida
MH	Hidruro metálico
Minam	Ministerio del Ambiente
Minem	Ministerio de Energía y Minas
MM	Miles de millones
MVA	Megavoltamperio
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
Na	Sodio
NASA	Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio
Ni	Níquel
$NiCl_2$	Cloruro de níquel
NOx	Óxido de nitrógeno
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OMS	Organización Mundial de la Salud

OTEC	Conversión de Energía Térmica Oceánica
OWC	Columna de agua oscilante
p.p.	Puntos porcentuales
Pb	Plomo-Ácido
PBI	Producto Bruto Interno
PHES	Pumped Hydro Energy Storage
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
POC	Puesta en operación comercial
RD	Resolución Directoral
REC	Renewable Energy Certificate
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
REP	Red de Energía del Perú
RER	Recurso energético renovable
RM	Resolución Ministerial
RNV	Reglamento Nacional de Vehículos
RPO	Renewable Purchase Obligation
RPS	Renewable Portfolio Standards
s	Segundo
S	Azufre
S/	Sol
SAE	Sistema de almacenamiento bancario
SBN	Superintendencia Nacional de Bienes Estatales
SC	Sociedad Concesionaria
SE	Subestación Eléctrica
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SFA	Sistema Fotovoltaico Autónomo
TIC	Tecnologías de la Información y Comunicación
TOE	Tonelada de petróleo equivalente
TWh	Terawatt-hora
USD	Dólar estadounidense
V	Voltio
V2G	Vehicle-to-Grid
VEB	Vehículo eléctrico de batería
VEH	Vehículo eléctrico híbrido
VEHE	Vehículo eléctrico híbrido enchufable
VMCI	Vehículo de motor de combustión interna
W	Watt
WACC	Costo promedio ponderado del capital
Wp	Watt-peak
Zn	Zinc

Vista panorámica de la Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Enel Perú.

Sede principal de Osinergmin. Foto: Osinergmin.

Semblanza

Alta Dirección de Osinergmin

Continuando con la política institucional de generar y difundir conocimiento relevante para las políticas públicas en los sectores bajo su ámbito de competencia, Osinergmin pone a disposición de los diferentes grupos de interés una serie de libros sobre los avances y retos que enfrenta nuestro país en los sectores de energía y minería. Para lograrlo, 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, ilustrativo y accesible.

El libro **Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética** evalúa los resultados y el estado de implementación de los proyectos adjudicados mediante subastas de energías renovables en nuestro país y, a su vez, coloca en el centro de la discusión los múltiples retos que enfrentamos en el marco de la transición energética. Con ello, esperamos contribuir al necesario debate en torno a las políticas públicas que debemos emprender para alcanzar un país en el cual aprovechemos nuestros recursos naturales de manera eficiente y aseguremos el acceso a energía eléctrica asequible y ambientalmente sostenible para todos. Presentamos aquí una semblanza de la Alta Dirección de Osinergmin, la cual hizo posible la realización de esta serie de libros.

CONSEJO DIRECTIVO

Daniel Schmerler Vainstein

Editor del Libro

Daniel Schmerler Vainstein es Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin desde el 9 de julio de 2017. Ha sido Secretario Técnico de los Órganos Resolutivos en Osinergmin, responsable de brindar apoyo técnico a todos los órganos resolutivos de este organismo regulador: Cuerpos Colegiados de Solución de Controversias, Tribunal de Solución de Controversias, Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios, así como del Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería; asimismo, ha sido Secretario Técnico de la Comisión de Procedimientos Concursales del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi), Miembro de la Comisión de Procedimientos Concursales del Indecopi en Lima Norte (desde marzo de 2010 hasta abril de 2014), Vocal de la Sala Especializada en Procedimientos Concursales del Tribunal de Indecopi (desde abril de 2014 hasta abril de 2019), la cual además presidió (entre los años 2015 y 2016), siendo adicionalmente Presidente de la Sala Plena del Tribunal del Indecopi (que reunía a 20 Vocales de cuatro Salas que conformaban dicho tribunal, entre los años 2015 y 2016). Asimismo, ha sido Presidente de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (Ariae), que agrupa a 27 entidades reguladoras de todos los países de habla hispana de América, así como a Brasil, España y Portugal, y es actualmente Presidente de la Confederación Internacional de Reguladores de la Energía (ICER), que reúne a cerca de 200 organismos reguladores de energía de los cinco continentes. Es abogado graduado de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y cuenta con estudios culminados de la Maestría en Derecho con mención en Propiedad Intelectual y Competencia de la misma casa de estudios.

Fénix Suto Fujita

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), asesor de Gabinete en el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y Economista de la Gerencia de Supervisión en el Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público (Ositran). Ha realizado consultorías en temas económicos, financieros y regulatorios, tanto para entidades públicas como privadas. En el ámbito académico, es profesor de Finanzas en programas de posgrado de ESAN. Es licenciado en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y MBA de ESAN, con especialización en Finanzas.

Antonio Miguel Angulo Zambrano

Antonio Miguel Angulo Zambrano es Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Actualmente se desempeña también como Gerente de Asuntos Legales y Regulación en Sedapal S.A. Ha asumido cargos en la administración pública como Asesor del Secretario Técnico y Director de Administración del Fondo en la Secretaría Técnica de la Comisión Ad Hoc creada por la Ley N° 29625 (Fonavi) en el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), donde también se desempeñó como Asesor de la Secretaría General y, luego, en el Gabinete de Asesores del Despacho Ministerial. Asimismo, fue Asesor Legal en la Dirección General de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y Minas (Minem); Coordinador Legal de la Dirección Ejecutiva de Proinversión y Jefe de la Oficina Legal no Laboral en Electrolima. En el sector privado se ha desempeñado como abogado especialista en Regulación Tarifaria en la Subgerencia de Planeamiento y Regulación de Luz del Sur S.A.A., ocupando también el cargo de Subgerente de Regulación y Contratos en la Asesoría Legal de la Gerencia General de la misma empresa. Es abogado titulado por la Universidad San Martín de Porres, Máster en Derecho Empresarial por la Universidad de Lima y especialista en Instituciones y Regulación de Servicios Públicos por la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Richard Alberto Navarro Rodríguez

Richard Alberto Navarro Rodríguez es Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Se ha desempeñado como Funcionario Senior en la Contraloría General de la República del Perú, ha sido Superintendente de Generación y Transmisión en Pluspetrol, Gerente de Proyectos de Transmisión en el Grupo Endesa, Gerente de Distribución en Coelvisac y ejerció diversas jefaturas de departamento en Luz del Sur SAC y Edecañete. Fue profesor en las Facultades de Ingeniería de la Universidad Privada de Trujillo, Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y Universidad Nacional del Callao. Richard Alberto Navarro Rodríguez es ingeniero electricista por la Universidad Nacional del Callao, Doctor (C) en Ciencias con mención en Energética por la Universidad Nacional de Ingeniería - UNI, Magíster en Administración y Negocios (MBA) con mención en Finanzas de ESAN, cuenta con estudios de maestría en Economía y Regulación de Servicios Públicos por la PUCP.

Aurelio Ochoa Alencastre

Aurelio Ochoa Alencastre es miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha sido Presidente de Perúpetro, Director de Petroperú, Director General de Hidrocarburos, Presidente o miembro de los Cuerpos Colegiados de Solución de Controversias de Osinergmin, asesor de la Presidencia de Electroperú, de la Comisión de Energía y Minas del Congreso de la República, geólogo minero del hoy Ingemmet, consultor de las Naciones Unidas (Programa UNCTAD-COMPAL, Ginebra). En el sector privado, fue gerente de Energie Consult, y director de Empresa Eléctrica de Piura S.A. Actualmente es miembro del Consejo Directivo de la Superintendencia Nacional de Educación Superior Universitaria (Sunedu). Ha sido docente en la Academia Diplomática del Perú, en Olade (Organización Latinoamericana de Energía-Quito) y en Osinergmin (cursos anuales en Energía); profesor en las universidades San Marcos, Ingeniería, Católica, Mariana (Colombia) y Central (Ecuador). Es ingeniero geólogo de la UNMSM; Doctorado y DEA en Geología y Mineralogía por la Universidad de Lyon I; DEA en Economía de la Energía por el IFP (Instituto Francés del Petróleo); con estudios concluidos de Administración de Empresas, Universidad de Lyon III, y del Doctorado en Economía y Gestión, Universidad de París 2.

César Sánchez Modena

César Antonio Sánchez Modena es miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha sido vicepresidente y miembro del Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público (Ositran), coordinador general del proyecto del Banco Mundial en el sector Justicia, especialista del Ministerio de Economía y Finanzas en proyectos y coordinador del Programa para la Implementación del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP). Fue gerente general de Invertir Consultores Asociados, funcionario de Southern Perú Limited y de SGS del Perú. Actualmente es consultor en organizaciones públicas y privadas. En el ámbito académico, se desempeñó como director académico y docente en la Escuela de Posgrado de la Universidad del Pacífico, y como docente a tiempo parcial a nivel de posgrado en la Universidad de Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), Escuela de Negocios San Francisco Javier (SFX), Escuela Nacional de Administración Pública (ENAP), Universidad Nacional Mayor de San Marcos (UNMSM), Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y en la Universidad San Ignacio de Loyola (USIL). César Antonio Sánchez Modena es Magíster en Economía de Georgetown University (Master of Arts in Economics), magíster en Administración de la Universidad del Pacífico e ingeniero industrial de la Universidad de Lima.

ALTA GERENCIA

José Carlos Velarde Sacio

Editor del Libro

José Carlos Velarde Sacio es Gerente General de Osinergmin. Actualmente es miembro de la Comisión de Barreras Burocráticas de Indecopi. Ha sido miembro del Cuerpo Colegiado y del Tribunal de Solución de Controversias de Osinergmin. Es docente en la Universidad del Pacífico en el curso de especialización en asociaciones público privadas. Trabajó seis años en Indecopi en temas de competencia y comercio internacional; cinco años en el Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público (Ositran), alcanzando el cargo de Jefe de Regulación Tarifaria; y cinco años en la Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento (Sunass) como Gerente de Políticas y Normas y Gerente de Regulación Tarifaria. Ha sido docente de teoría de la regulación en la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y de la maestría de finanzas de la Universidad Nacional de Ingeniería. También ha sido docente de teoría de acceso, *dumping* y subsidios, WACC para empresas reguladas, lecciones aprendidas de APP y teoría de subastas en los cursos de extensión universitaria de Indecopi, Ositran, Sunass y Osiptel. José Carlos Velarde Sacio es economista por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), con maestría en regulación de servicios públicos de la misma casa de estudios.

Abel Rodríguez González

Editor General en Jefe del Libro

Abel Rodríguez González es Gerente de Políticas y Análisis Económico de Osinergmin. Asimismo, forma parte del Cuerpo Colegiado Permanente de Osiptel y es docente en la Universidad del Pacífico y en la Pontificia Universidad Católica del Perú. En el Perú, ha trabajado desde hace más de 15 años como consultor independiente, especializado en industrias reguladas y gestión pública, para empresas privadas, organismos multilaterales, así como para Osiptel, Indecopi, Ositran, Sunass y ProInversión. Entre sus trabajos, se encuentran la elaboración de estudios de competencia, estudios de demanda, propuestas tarifarias, mecanismos de acceso a facilidades esenciales y opinión en contratos de asociación público privada. Abel Rodríguez González es Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Valladolid (España), Máster en Economía Industrial por la Universidad Carlos III de Madrid (España) y Master of Science in Public Policy and Management por la Universidad Carnegie Mellon (Estados Unidos de América).

Redactores

I. MARCO CONCEPTUAL

Capítulo 1: Tipos de RER y tecnologías	José Emilio Chicasaca Huamaní
Capítulo 2: Beneficios y retos de los RER	
Sub-capítulo 2.1: Beneficios de los RER	Juan José Morante Montenegro
Sub-capítulo 2.2: Retos de los RER	Ernesto Guevara Ccama
Capítulo 3: Instrumentos de política para promover los RER	José Emilio Chicasaca Huamaní
Capítulo 4: Sistemas Fotovoltaicos Autónomos	Carlos Miranda Velásquez

II. ESTADO ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Capítulo 5: Estado de las energías renovables en el mundo	Wilder Santos Viera
Capítulo 6: Estado de las energías renovables en el Perú	Darha Chávez Vásquez
	Wilder Santos Viera

III. SUBASTAS RER: RESULTADOS Y DESEMPEÑO

Resumen de las cuatro subastas RER on-grid	Anthony Suclupe Girio
Capítulo 7: Primera subasta RER	
Sub-capítulo 7.1: Resultados	Anthony Suclupe Girio
	Beremiz Rojas Morán
Sub-capítulo 7.2: Estado de los proyectos	Anthony Suclupe Girio
	Beremiz Rojas Morán
Sub-capítulo 7.3: Estudio de caso: Central de Cogeneración Paramonga I	Melissa Llerena Pratolongo
Sub-capítulo 7.4: Estudio de caso: Central Hidroeléctrica Shima	Francisco Coello Jaramillo
Capítulo 8: Segunda subasta RER	
Sub-capítulo 8.1: Resultados	Anthony Suclupe Girio
	Beremiz Rojas Morán
Sub-capítulo 8.2: Estado de los proyectos	Anthony Suclupe Girio
	Beremiz Rojas Morán
Sub-capítulo 8.3: Estudio de caso: Central Eólica Tres Hermanas	Melissa Llerena Pratolongo
Sub-capítulo 8.4: Estudio de caso: Central Hidroeléctrica Huatziroki I	Francisco Coello Jaramillo
Capítulo 9: Tercera subasta RER	
Sub-capítulo 9.1: Resultados	Anthony Suclupe Girio
	Beremiz Rojas Morán
Sub-capítulo 9.2: Estado de los proyectos	Anthony Suclupe Girio
	Beremiz Rojas Morán
Sub-capítulo 9.3: Estudio de caso: Central Hidroeléctrica Runatullo II	Melissa Llerena Pratolongo
Sub-capítulo 9.4: Estudio de caso: Centrales Hidroeléctricas Hydrika 1, 2, 3, 4 y 5	Francisco Coello Jaramillo
Capítulo 10: Cuarta subasta RER	
Sub-capítulo 10.1: Resultados	Anthony Suclupe Girio
	Beremiz Rojas Morán
Sub-capítulo 10.2: Estado de los proyectos	Anthony Suclupe Girio
	Beremiz Rojas Morán
Sub-capítulo 10.3: Estudio de caso: Central Solar Rubí	Melissa Llerena Pratolongo
Sub-capítulo 10.4: Estudio de caso: Parques Eólicos Huambos y Duna	Francisco Coello Jaramillo
Capítulo 11: Subasta off-grid	Carlos Miranda Velásquez

IV. PERSPECTIVAS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Capítulo 12: Smart cities	Carlos Miranda Velásquez
Capítulo 13: Generación distribuida	Ernesto Guevara Ccama
Capítulo 14: Sistemas de Almacenamiento de Energía	Anthony Suclupe Girio
	Beremiz Rojas Morán
Capítulo 15: Electromovilidad	Ben Solís Sosa

V. LA RUTA DEL PERÚ HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Capítulo 16: Conclusiones	Ben Solís Sosa
Capítulo 17: Agenda pendiente	Ben Solís Sosa

Vista aérea de la Central Solar Rubí (Moquegua). Foto: Osinergmin.

Osinergmin

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17
Teléfono: 219 3400 anexo 1057
www.osinergmin.gob.pe

ISBN: 978-612-47350-6-6
9 786124 735066