



GRUPO
Propuesta
CIUDADANA

El gas natural y una transición energética justa y eficiente en el Perú

Pedro Gamio Aita



Con el apoyo de:



Natural
Resource
Governance
Institute

El gas natural y una transición energética justa y eficiente en el Perú

Editado por:

Grupo Propuesta Ciudadana

Dirección: Jirón María Parado de Bellido 150, Magdalena del Mar, Lima 17

Teléfono: 998 342 992

www.propuestaciudadana.org.pe

Presidente del Consejo Directivo:

Javier Azpur Azpur

Autor:

Pedro Gamio Aita

Corrección de estilo:

Pilar Garavito

Cuidado de edición:

Mabel Abanto Yllescas

Diseño y diagramación:

Andrick Astonitas Villafuerte

Foto de portada:

Osinergmin

Primera edición: junio de 2023

Hecho el depósito legal en la Biblioteca Nacional del Perú n° 2023-04685

Tiraje: 500 ejemplares

Se terminó de imprimir en Coolor Impresores SAC

Avenida Jose Leguía y Melendez N° 1364, Pueblo Libre

ventas@coolorperu.com

Este documento ha sido elaborado por el Grupo Propuesta Ciudadana en el marco de la Plataforma Perú-Colombia para una Reactivación Sostenible - PLARS y con el apoyo de Natural Resource Governance Institute - NRGi:



Contenido

Presentación	5
1. Introducción	7
2. La gestión del gas natural en el Perú	9
2.1 Los contratos de Camisea	10
2.2 Crisis de precios altos del petróleo y poco aprovechamiento del gas natural	15
2.3 Masificación del gas natural para su uso en el transporte, las viviendas y la industria	16
2.4 Hacia una hoja de ruta para una transición energética eficiente	18
3. El gas natural y el mercado eléctrico: situación actual y futuro	20
3.1 Situación de la oferta de generación eléctrica	21
3.2 Generación eléctrica con recursos energéticos renovables (RER)	25
3.3 Generación eléctrica con gas natural	29
3.4 Situación de la demanda eléctrica	34
3.5 Situación del potencial energético en el Perú	36
4. Oportunidades de desarrollo energético	42
4.1 La problemática del sector eléctrico	42
4.2 Anuncio de reforma regulatoria	44
4.3 Competitividad de las energías renovables	46
4.4 Complementariedad del gas natural y energías renovables	53
5. Lineamientos para el desarrollo futuro de la electricidad	55
5.1 Lineamientos para una hoja de ruta	56
5.2 Tareas pendientes	59
5.3 Conclusiones y recomendaciones	62
6. Bibliografía	64



Presentación

Este documento de trabajo plantea una aproximación a una serie de preguntas recurrentes en el debate público respecto a la participación del gas natural en la matriz energética peruana, los retos asociados al cumplimiento de los acuerdos internacionales para la reducción de emisiones asumidos por el país y las rutas habilitadas para propiciar una transición energética justa. ¿Cuál es el grado de dependencia respecto al uso del gas natural? ¿Existe el potencial para desarrollar fuentes de energía renovable que permitan descarbonizar la matriz? ¿Es posible compatibilizar la explotación y la masificación del gas con los compromisos asumidos en el Acuerdo de París? ¿Cómo asegurar el cierre de las brechas energéticas en el sur peruano? Sin pretender ser un examen exhaustivo ni dar respuestas absolutas, este trabajo ofrece un análisis crítico de lo avanzado hasta la actualidad con relación a los usos principales de las fuentes de energía, las condiciones del mercado eléctrico, el desarrollo de las energías renovables y las tareas pendientes.

El Perú ha mostrado avances importantes en la masificación del gas natural. El número de conexiones domésticas ha crecido significativamente y la red supera actualmente el millón de beneficiarios. Pero no es posible soslayar el hecho de que esta cifra se encuentra por debajo de pares regionales como Colombia y Bolivia, que cuentan con menores reservas y población respectivamente. Asimismo, existe una distribución inequitativa de las conexiones, centralizadas en la capital. Sucesivos gobiernos han impulsado obras de infraestructura clave para el avance de la masificación del gas al interior del país, en especial en el sur peruano, como el gasoducto sur peruano. Sin embargo, este proyecto se encuentra detenido, lo que genera millonarias pérdidas anuales al tesoro público.

Existen discrepancias en la literatura internacional respecto a la gestión de este recurso dentro de una estrategia a largo plazo, orientada hacia la descarbonización. Varios estudios sugieren que el gas natural podría ser utilizado como recurso puente en la transición hacia la adopción de energías renovables mientras se superan los

problemas asociados a las limitaciones tecnológicas y financieras relacionadas con su instalación. Pero, de no contar con una orientación estratégica clara, existe el riesgo de retrasar la transición al incentivar el desvío de inversiones hacia la explotación continua de este recurso. Asimismo, otros estudios afirman que los compromisos climáticos asumidos a través del Acuerdo de París por los países de la región entran en directa colisión con la expansión de la frontera extractiva asociada a este combustible; se sugiere, por lo tanto, que las reservas probadas permanezcan bajo tierra.

El gas natural es una fuente de energía que podría jugar un rol clave en la transición energética peruana. Como señala el autor, en el mundo aumentan las incidencias del cambio climático y se agudizan los fenómenos extremos. Ante este escenario, el país cuenta con la posibilidad de aprovechar recursos energéticos mucho más económicos y limpios para diversificar su matriz energética y, de este modo, crecer contaminando menos y de forma descentralizada. Precisamente, el gas natural es un recurso que, aunque no renovable, produce menos emisiones de CO₂ en comparación con otros combustibles fósiles, y actualmente su participación en la matriz energética nacional es cercana al 34%. Pero siendo un recurso cuyas reservas se agotan, su consumo debe orientarse hacia los hogares y el transporte, reduciendo progresivamente su uso en la generación de energía eléctrica.

Sobre la base de estos puntos en discusión, el documento está organizado de la siguiente manera. Luego de la introducción, la segunda sección muestra las condiciones en las cuales se desarrolla la gestión del gas natural. Se inicia con un repaso de la historia, de las condiciones que rigen sobre la explotación de los yacimientos y de la capacidad instalada para la distribución de este recurso. La tercera sección presenta datos sobre la participación del gas natural y de las energías renovables en la generación eléctrica. Esta exhibe la situación de la demanda eléctrica y el potencial de desarrollo de fuentes de energía renovable. La cuarta sección analiza las oportunidades para el desarrollo del sector energético y profundiza sobre los problemas que atraviesa el sector, las políticas en marcha y los dilemas actuales en torno a la complementariedad del gas natural y las energías renovables. Finalmente, la quinta sección presenta lineamientos para la construcción de una hoja de ruta, las tareas pendientes y las conclusiones y recomendaciones de este trabajo.

Grupo Propuesta Ciudadana

1. Introducción

Vamos a hacer un análisis de la matriz energética peruana, los retos de su diversificación y cuál es el rol del gas natural y las energías renovables alternativas. Este documento de trabajo se refiere a las oportunidades que tiene el Perú, las implicancias del Acuerdo de París y la lucha contra la pobreza, en la que la energización como estrategia transversal juega un papel relevante. Se trata de un adecuado aprovechamiento de las energías renovables y del gas natural y de cómo la energía puede ayudar a la hoja de ruta del desarrollo sostenible.*

Es un análisis crítico de lo avanzado hasta hoy de los usos principales de las fuentes de energía en el mercado eléctrico, el transporte y los hogares, así como de las tareas pendientes. No se puede desaprovechar la ventaja nacional de contar con recursos energéticos mucho más económicos y limpios que el diésel, y menos contaminantes, para diversificar la matriz en favor de nuestra gente. Necesitamos crecer de forma descentralizada contaminando menos.

En el mundo, aumentan las incidencias del cambio climático, la temperatura promedio global, las sequías, las inundaciones, la pérdida de glaciales; además, crece el nivel del mar: nadie se salva. Se agudizan los fenómenos extremos, entre estos, la pandemia; y se incrementan la inseguridad alimentaria y la hídrica. América Latina es una de las regiones más golpeadas y Perú es uno de los diez países más vulnerables al cambio climático.

El Acuerdo de París es un tratado internacional sobre el cambio climático, jurídicamente vinculante para el Estado peruano. Fue aprobado y firmado por 189 países el 12 de diciembre de 2015 en la COP21 (Francia) y forma parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), adoptada en Nueva York desde el 9 de mayo de 1992.

De los 188 compromisos nacionales de reducción de emisiones incluidos en el Acuerdo de París, 164 basan el cumplimiento de sus promesas en objetivos de generación de energías renovables. El secretario general de las Naciones Unidas ha incidido en que el Acuerdo de París es una oportunidad sin precedentes para la propagación de las energías renovables.

Latinoamérica debe interpretar este contexto como propicio para derrotar las inequidades, el hambre y la miseria e ir hacia el crecimiento sostenible y la seguridad

*Para la realización de este trabajo de análisis debo agradecer la valiosa colaboración del Ing. Riquel Mitma. Sus sugerencias y aportes nos han ayudado a definir un norte para la construcción de una transición energética justa y eficiente.

climática, con las energías renovables como el principal motor de cambio. Para ello, se debe avanzar en una transición energética eficiente. Al respecto, Chile ha avanzado mucho con la energía solar; Brasil, con la bioenergía; Colombia, con la hidroelectricidad; Costa Rica, con la generación eólica y solar; y México, con la eficiencia energética. Son países que han avanzado de forma significativa en diversificar su matriz energética; no obstante, la región sigue teniendo una fuerte dependencia de las energías fósiles.

El Perú, desde el 2008, ha sido un pionero en cuanto al marco promotor de energías renovables, pero su avance en la implementación ha sido modesto. ¿Qué hacer para corregir los errores y construir una política de Estado? En el mercado eléctrico, utilizar más el sol y el viento, aprovechando el soporte de la infraestructura térmica gasífera; y en el transporte y los hogares urbanos, en tanto avanza la infraestructura necesaria para la electromovilidad y la generación distribuida, usar el hidrocarburo menos contaminante y más económico: el gas natural.

El gas natural es un recurso no renovable, sus reservas se agotan cada día por lo que hay que darle un uso muy eficiente, sobre todo, en el Perú, donde hay reservas en el lote 88 con precios regulados que están por debajo de los del mercado internacional. Actualmente, la participación del gas natural en la matriz energética es cercana al 34 %, pero siendo un recurso no renovable, cuyas reservas se agotan, hay que destinar su uso a los hogares y al transporte, y evitar su uso prioritario en la generación de electricidad, actividad en la que tiene el precio regulado más bajo. Ya no tiene justificación económica destinar más gas natural a dicho mercado, pues esto aceleraría la pérdida de nuestras limitadas reservas, especialmente cuando existen opciones más económicas y limpias para atender la creciente demanda eléctrica. Es necesario poner en valor el potencial de la energía solar y de la eólica.

También se debe contar con una política de Estado decidida en cuanto a diversificar la matriz energética en defensa de las mayorías, su economía, la gobernabilidad del país y su capacidad de respuesta frente al cambio climático. El Perú es uno de los diez países más vulnerables frente al calentamiento global, razón por la cual es necesario actuar pronto.

La gestión del gas natural en el Perú

Los yacimientos de gas de Camisea están ubicados aproximadamente a quinientos kilómetros al este de Lima, en la cuenca del río Ucayali, en la región Cusco, provincia La Convención, distrito Megantoni. El inicio de la operación comercial del gas natural de Camisea se produjo el 20 de agosto del año 2004. La mencionada puesta en operación tomó más de quince años a partir del descubrimiento del gas: desde julio de 1981, cuando se suscribió el Contrato de Operaciones Petrolíferas por los lotes 38 y 42 con la empresa Shell y su socia Phillips Petroleum Company. Como resultado de la perforación de cinco pozos exploratorios, la empresa Shell descubrió los yacimientos del gas de Camisea. En marzo de 1988, se firmó el acuerdo de bases para la explotación de Camisea entre Shell y Petroperú. En realidad, se llegó a cerrar, a nivel de la comisión, el borrador de acuerdo; pero la situación del país en ese entonces se erigía como un problema para lograr el financiamiento del proyecto: el Perú había salido del sistema financiero, lo cual complicaba al contratista en su trabajo de obtener los recursos para iniciar las obras. Sin embargo, el Gobierno peruano no aceptó que se postergara el calendario comprometido de inversiones y en agosto de 1988 se dio por concluida la negociación del contrato con la empresa Shell.

En marzo de 1994, se firmó con otra filial de Shell un convenio para la evaluación y desarrollo de los yacimientos de Camisea con Perupetro. En mayo de 1995, la empresa Shell entregó el estudio de factibilidad y solicitó a Perupetro el inicio de la negociación de un contrato de explotación de los yacimientos de Camisea. En mayo de 1996, se completó la negociación y se suscribió el contrato de explotación de los yacimientos de Camisea entre el consorcio Shell y Perupetro, para su ejecución en dos periodos. En julio de 1998, el consorcio Shell-Mobil comunicó su decisión de no continuar con el segundo período del contrato; por consiguiente, el contrato quedó resuelto.

En mayo de 1999, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (Copri) acordó llevar adelante un proceso de promoción para desarrollar el Proyecto Camisea mediante un esquema que comprende tres módulos independientes de negocios. En mayo de 1999, el Comité Especial del Proyecto Camisea (Cecam) convocó a concurso público internacional para otorgar el contrato de licencia para la explotación de Camisea, y las concesiones de transporte de líquido y gas desde Camisea hasta la costa, y de distribución de gas en Lima y Callao. En diciembre del 2000, se suscriben los contratos para el desarrollo del Proyecto Camisea con los consorcios adjudicatarios de los concursos llevados a cabo por el Cecam. En agosto de 2004, se inició la operación comercial del Proyecto Camisea.

2.1 Los contratos de Camisea

Son dos los contratos principales que rigen las condiciones de explotación del principal yacimiento de gas natural del Perú: Camisea, ubicado en el distrito Megantoni, en La Convención, Cusco. El primero de ellos fue suscrito en el año 2000 y corresponde al lote 88, donde se produce el recurso para consumo interno; el segundo se firmó en el 2004 y corresponde al lote 56, cuyo destino actual es la exportación. El lote 57, a cargo de la empresa Repsol, con menores reservas probadas, respalda la operación de exportación frente a la declinante producción del lote 56.

Tabla 1. Empresas que suscribieron los primeros contratos

Lote 88	Lote 56	TGP	Perú LNG
Pluspetrol	Pluspetrol	Tecgas	Hunt Oil
Hunt Oil	Hunt Oil	Pluspetrol	SK
SK	SK	Hunt Oil	Repsol
Tecpetrol	Tecpetrol	SK	Marubeni Corporation
Sonatrach	Sonatrach	Sonatrach	
Repsol	Repsol	Graña y Montero	

Fuente: Salazar, E. (2021).

Los contratos de Camisea se renegociaron varias veces desde su origen, la mayoría a pedido de los inversionistas privados, tanto en el gobierno de Toledo y en el de García, como en el de Humala. Además, hubo dos renegociaciones por iniciativa del Estado: en la primera, se modificó la fórmula de ajuste en el mercado interno, incorporando dos factores más estables, lo que permitió la predictibilidad y un avance importante de la demanda del mercado interno; y en la segunda, se liberó el lote 88 de ser garantía del contrato de exportación.

Respecto del mundo, las reservas de gas en el Perú representan el 3% de las reservas de América Central y del Sur, las cuales, a su vez, representan solo el 4% de las reservas mundiales de gas natural. Camisea contiene casi la totalidad de las reservas peruanas probadas.

En el 2005, había incertidumbre sobre las posibilidades de avance del uso del gas en el mercado interno. Si bien era una opción importante para la economía nacional, se identificó como la opción principal el uso del gas natural en el mercado eléctrico. Había urgente necesidad de aumentar la oferta eléctrica frente a un ciclo expansivo de la economía a causa de los altos precios de los minerales. Además, en 1998, se

había tomado la decisión política de no promover hidroeléctricas con el fin de hacer viable el desarrollo del Proyecto Camisea.

Lo cierto es que la introducción del gas natural en el sector eléctrico ha tenido un efecto significativo: desde una participación del 24 % en el 2010, pasó al 46 % en el 2016 (pico máximo de producción). Sin embargo, a partir del 2016, la generación con gas natural decreció a una tasa de -7 % anual, alcanzando una participación del 34 % en la producción eléctrica total del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en el año 2020, principalmente debido a la pandemia.

Si bien la operación comenzó en el 2004, el crecimiento de la demanda fue modesto, centrado en un 25 %. Este crecimiento se basaba en el uso del gas natural por la central térmica de Ventanilla. Había incertidumbre sobre el avance de su uso en transporte y hogares, principalmente por la fórmula de ajuste del precio del gas natural. Era totalmente dependiente de una canasta de residuales, lo cual cambió en octubre del 2006, cuando se produjo un crecimiento de la demanda, superior al 300 % por año.

La introducción del gas natural también tuvo un impacto importante en la reducción de los costos de generación eléctrica. En *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*, publicado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) en el 2014, se comparan los costos de generación térmica en un escenario con la introducción del gas natural de Camisea y en un escenario sin gas natural. Según los resultados, se concluye que la introducción del gas natural implicó una reducción en los costos de generación térmica de 377 % en promedio anual respecto al escenario sin el gas de Camisea. En la mencionada publicación, se comparan las tarifas en barra en un escenario contrafactual (sin el gas de Camisea) respecto del escenario real de las tarifas en barra, y se concluye que la introducción del gas natural implicó una reducción del 8 % anual de las tarifas en barra. Por ejemplo, en el 2013, la tarifa en barra en el escenario sin el gas habría sido USD 66.82 por megavatio hora (MWh), pero en el escenario real con el gas fue USD 60.74 por MWh.

A la fecha, el 96 % de la producción de gas natural en el Perú proviene de la producción de los lotes 88, 56 y 57, que están asociados al yacimiento de Camisea. El resto de agentes produce el 4 % de gas natural y están ubicados en la selva, en el área del zócalo y la costa norte del país. Las reservas de gas también se distribuyen de modo similar y los lotes asociados a Camisea concentran el 96 % de dichas reservas. Del año 2005 al 2020, el ratio reservas/producción (R/P) del Perú ha tenido una disminución anual del 14 %. En el 2005, el ratio fue de 220 años y en el 2020 era de 22 años: esto muestra la acelerada explotación del gas natural. A pesar de ello, el Perú ocupa el segundo lugar en el ratio R/P comparado con países de la región.

La distribución en Lima y Callao se concesionó en el año 2000 durante un plazo de treinta y tres años a la empresa Cálidda S. A. Sus planes de inversión para el periodo 2018-2022 ascienden a USD 472.7 millones y a setiembre del 2021 contaba con 1225,948 de clientes, de los cuales 1,224,907 son residenciales y comerciales; 727, industriales; 287, estaciones de gas natural vehicular (GNV); y 27, generadores eléctricos.

Tabla 2. Concesiones de distribución de gas natural por red de ductos

Concesión	Concesionario	Inversión estimada (millones USD)	Meta parcial de conexiones	Avance de conexiones
Lima y Callao	Cálidda	472.7	1,380,000	1,225,948
Ica	Contugas	325.5	50,000	64,824
Norte	Gases del Pacífico	62.3	150,137	97,059
Sur oeste	Petroperu (administrador temporal)	26	64,000	12,321
Tumbes	Gas Natural de Tumbes	25	16,578	Ducto en construcción
Piura	Gases del Norte del Perú	159	64,000	Ducto en construcción

Fuente: Osinergmin (2020).

La distribución en Ica se adjudicó en el año 2008 por un plazo de treinta años a la empresa Contugas S. A. C., que deberá abastecer a las ciudades de Chincha, Pisco, Ica, Nasca y Marcona. La inversión estimada asciende a USD 325.5 millones y su propuesta fue conectar a cincuenta mil consumidores de la categoría residencial en el periodo 2015-2020, superando su cometido, pues sus clientes están por encima de los sesenta mil. Aparte, la distribución en Lambayeque, La Libertad, Áncash y Cajamarca se concesionó en el 2013 por un periodo de veintidós años a la empresa Quavii S. A. C., la que deberá atender las conexiones en las ciudades de Trujillo, Chiclayo, Lambayeque, Pacasmayo, Chimbote, Cajamarca y Huaraz. La inversión estimada asciende a USD 62.3 millones y su propuesta fue conectar a 150,137 consumidores en el periodo 2018-2022, y llegó a los 97,059 clientes en junio del 2020.

A su vez, la distribución en Arequipa, Moquegua y Tacna se adjudicó en el año 2014 por un periodo de veintidós años a la empresa Naturgy S. A., la que, con una inversión estimada en USD 26 millones, se comprometió a conectar a 64,000 usuarios residenciales en el periodo 2018-2024, y llegó a los 12,321 en junio del 2020. Sin embargo, en diciembre del 2020 se dispuso la caducidad del contrato de concesión y se encargó durante tres años la administración provisional de la concesión a Petroperú.

La distribución en Tumbes se concesionó en el 2019 por un periodo de veinte años a la empresa Gas Natural de Tumbes S. A. C., la que, con una inversión estimada en USD 25 millones, se comprometió a conectar a 16,578 clientes residenciales en las



ciudades de Tumbes, Corrales, La Cruz y Zarumilla durante el periodo 2022-2030. A la fecha, los ductos están en etapa de construcción.

Finalmente, la distribución en Piura se adjudicó en el 2019, a solicitud de parte, por un periodo de treinta y dos años a la empresa Gases del Norte del Perú S. A. C., la que, con una inversión estimada en USD 159 millones, se comprometió a conectar a 64,000 clientes residenciales durante el periodo 2022-2030. A la fecha, los ductos están en etapa de construcción. El Ejecutivo debe continuar viabilizando la masificación del gas natural mediante programas de masificación como el Mecanismo de Promoción y el BonoGas.

Debido a la relativa intermitencia, básicamente del sol y del viento, es necesario contar con una fuente de energía firme y de rápida respuesta, y esta fuente es el gas natural. Además, la intermitencia de la energía renovable más económica creará una externalidad negativa al gas natural, debido a que la disminución del tiempo de uso de este combustible provocará incrementos en los costos de explotación. Asimismo, es necesario contar con un *software* de mercado de última generación para operar un sistema con una elevada participación de recursos energéticos renovables (RER) intermitentes y comenzar a desarrollar sistemas de almacenamiento de la energía no convencional. El gas natural, por el momento, es un combustible de transición y seguirá siendo un combustible fundamental en la generación de energía con menores emisiones. Mirando a futuro, se prevé que el gas natural se seguirá usando en el sector eléctrico, tanto para la generación centralizada de energía como para la

generación distribuida y gestión de la demanda. Su uso será intensivo, tanto en el sector residencial como en el comercial y el industrial. El transporte y los hogares serán beneficiarios con la producción de gas natural. Además, la flexibilidad del gas natural ayudará a la integración de la energía renovable a la red y contribuirá a equilibrar su intermitencia; es decir, el gas natural ayudará a tener una mayor participación de las energías renovables en el sector eléctrico.

Según Díaz (2020), durante los próximos diez años, el gas natural seguirá cumpliendo un rol fundamental en la generación de energía, principalmente para la gestión de la intermitencia de las energías renovables y para brindar flexibilidad y confiabilidad al sistema eléctrico. En la actualidad, las renovables complementan la generación de energía con gas natural; esta situación, sin embargo, cambiará en el futuro con el gas natural sirviendo como soporte para manejar la intermitencia de los RER. La combinación de la energía renovable con el gas natural tiene varias ventajas, pues reduce el consumo de energía y la dependencia energética, además de que el costo de accesibilidad es menor y se reducen las emisiones de dióxido de carbono.

La mayor penetración de energía renovable variable requiere administrar la gestión de los picos de demanda, a través de la gestión activa de la demanda, utilizando como respaldo la flexibilidad del gas y aumentando la participación de tecnologías de almacenamiento. En particular las baterías y generación hidroeléctrica. (Deloitte, 2021, pp. 13-14)

La mayor participación de las energías renovables variables hace necesaria la implementación de políticas que incentiven las inversiones en redes y que implementen el almacenamiento de energía y promuevan las interconexiones regionales.

Para la International Renewable Energy Agency (IRENA, 2014), el rápido incremento del consumo y de la producción de gas natural ha tenido un impacto negativo en el despliegue de las energías renovables. Pero hoy el mayor crecimiento de las renovables se basa en su menor costo y la confiabilidad que brinda la generación térmica con gas natural como soporte; es decir, hay una complementariedad entre ambas fuentes. Esto, entre tanto, reduce los costos del almacenamiento de energía solar o de la eólica.

Cuadro 1. Gas metano y gas licuado de petróleo (GLP)

Existe mucha confusión en cuanto al concepto de gas metano y el de gas licuado de petróleo (GLP), ambos extraídos de yacimientos de hidrocarburos ubicados en el interior de la Tierra. El gas que usamos en nuestras casas, que lo venden en balones, es el GLP; sin embargo, lo que realmente tenemos en cantidad significativa es mayoritariamente el gas metano, un combustible fósil más liviano y menos contaminante. Conviene más el gas metano que se expende en los grifos donde vemos los rótulos de GNV, pues cuesta menos que el balón de GLP. Pero, para que el gas natural o gas metano llegue a más hogares de las principales ciudades del país, hace falta mayor y mejor infraestructura (gasoductos y tuberías de distribución, por ejemplo).

El combustible usado para el transporte de carga y de personas puede ser el gas natural comprimido (GNC) o el gas natural licuado (GNL). Por ejemplo, desde el 2015, la empresa Limagas Natural vende el gas natural a industrias usando cisternas. Dicha empresa opera en ciudades donde aún no hay gasoducto, como Cusco, Chancay, Huaral, Paramonga y Huacho, y lo hace como distribuidor a industrias y vehículos. La principal diferencia entre el transporte de GNL y GNC es que el GNL puede ser transportado por grandes distancias, la autonomía llega a mil kilómetros de distancia, ya que se congela y, así, se reduce su tamaño total en seiscientos veces. Los planes para esta forma de comercialización son ampliar la planta Melchorita (Cañete, Lima) que en dos años llegará a su tope y cubrirá la zona norte con la planta de Talara. Con las instalaciones necesarias y adecuadas, las empresas están dispuestas a invertir: esto es una señal de que la masificación del gas no se detendrá. A pesar de ello, se requieren mejores y sostenidas medidas para llevar el gas natural a todas las regiones para su uso en la industria, el comercio, el transporte y los hogares.



Elaboración propia.

2.2 Crisis de precios altos del petróleo y poco aprovechamiento del gas natural

Los precios altos del petróleo y de sus derivados afectan nuestra economía, pues el Perú se ve obligado a importar alrededor de 210,000 barriles de petróleo por día para cubrir la demanda actual del mercado. Pese a esta condición, es posible reducir a la mitad el consumo del diésel, utilizando gas natural y electricidad. Actualmente, la producción de gas natural es mayor que la necesaria para satisfacer la demanda interna; además, dado que se reinyecta no menos del 20% del gas extraído, todavía no es necesario reducir la exportación. No obstante, no contamos con todos los gasoductos y facilidades necesarias instaladas que permitan transportar el gas a las principales ciudades de todo el país.

Existe suficiente gas en Camisea para abastecer al Perú durante veintidós años, con el actual crecimiento anual de la demanda. Como se señaló, actualmente, una parte de la producción de gas natural se exporta; otra, en volúmenes similares, se vende al mercado interno, principalmente al sector eléctrico; y otra se reinyecta: un remanente del 20 % aproximadamente de la producción total se devuelve al pozo de extracción por falta de demanda o de infraestructura.

Camisea tiene una importante participación fiscal: si se consideran las regalías, el impuesto a la renta y otros aportes, estos llegan al 65 % de los ingresos.¹ El Estado ha recibido S/ 40,000 millones en dieciséis años y solo la región del Cusco ha recibido S/ 20,000 millones durante dieciséis años de explotación. El lote de exportación contribuye menos, pero después del arbitraje internacional que ganó el Estado peruano sobre la venta a Asia y Europa, así como los precios mayores del gas natural en el mundo, está aportando más al país.

El uso del gas metano en las viviendas urbanas, el transporte, la industria y el uso moderado de las energías renovables alternativas en el sector eléctrico le brindan al país un escudo de resiliencia para una transición energética eficiente frente a la crisis internacional provocada por el calentamiento global, la pandemia y el exceso de consumismo en el hemisferio norte.

2.3 Masificación del gas natural para su uso en el transporte, las viviendas y la industria

La tarea principal es avanzar aceleradamente para que el gas sea utilizado en el transporte, las viviendas y la industria. Esta premura se explica por los efectos del calentamiento global y por la creciente crisis global del suministro energético, que acarrea precios altos para los derivados del petróleo, lo que impacta en el precio de todos los productos de primera necesidad.

Existen propuestas para impulsar la masificación del gas, como el proyecto de ley que el Ejecutivo envió al Congreso para aprobar medidas que lograrían el acceso al gas en todas las regiones del país (*Revista Energiminas*, 2021). En resumen, este proyecto de ley (el Gobierno, en Consejo de Ministros, aprobó el proyecto de ley de Impulso a la Masificación de Gas Natural el 8 de noviembre del 2021) indica lo siguiente:

- La ampliación de los recursos del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) para impulsar la descentralización de la masificación del gas natural, a través de proyectos energéticos con mecanismos ágiles.

¹ | Según Pablo de la Flor, director ejecutivo de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE), en *La República*, 27 de setiembre de 2021.

- La destinación de recursos del FISE para el desarrollo de infraestructura necesaria en dos etapas: la primera (cuarto trimestre del 2021) en las regiones de Ayacucho, Ucayali y Cusco; la segunda (primer semestre del 2022) se ejecutará en Puno, Junín, Huancavelica y Abancay.
- La creación de un mecanismo de compensación. Este “permitirá establecer una tarifa única del gas natural a nivel nacional, para todos los usuarios, con el propósito de reducir la facturación en las regiones, igualándola a la de Lima y Callao, con lo cual se pagará un precio justo y único por este recurso en todo el país”.
- El impulso del “desarrollo de infraestructura de redes en las regiones, ductos y una planta petroquímica para fertilizantes a cargo del Estado, con mecanismos de construcción ágiles y la participación de empresas peruanas, lo que contribuirá a la generación de empleos y a las inversiones”.
- También, la ampliación de la cobertura de los programas de gas natural del FISE (BonoGas y Ahorro GNV) y la construcción de redes de distribución en las regiones de Arequipa, Tacna, Moquegua, Lambayeque, La Libertad, Piura, Áncash y Cajamarca.
- La finalidad, dijo el Ministerio de Energía y Minas (Minem), es llevar el programa BonoGas a más hogares, comedores populares, ollas comunes, hospitales, albergues y otras instituciones de índole social, así como a emprendimientos y pequeños comercios como restaurantes, lavanderías, panaderías, entre otros.

Con el programa Ahorro GNV, se impulsará la conversión del transporte público y privado al gas natural, incluyendo el transporte de pasajeros, de mercancías y de carga pesada. Los programas del FISE se brindarán en todas las regiones (actualmente, se aplican en Lima, Callao e Ica) con el propósito de descentralizar el gas natural en beneficio de la población.

El Estado puede impulsar el uso del gas a través de Petroperú donde todavía no hay mercados competitivos o demanda suficiente, como ocurre en las ciudades de la sierra central. En las grandes ciudades, el Estado puede concesionar la infraestructura y servicios, como lo ha venido haciendo.

Cuadro 2. El convenio con Bolivia

Eduardo González Toro, hasta hace poco ministro de Energía y Minas del Perú, y su par boliviano Franklin Molina, firmaron el “Convenio Interinstitucional de Cooperación para integración energética entre ambos países, poniendo énfasis en la industria del gas natural” (*El Comercio, Gestión*, 31 de octubre del 2021). En tal sentido, “se desarrollará estudios para determinar la factibilidad técnica y económica de interconectar el proyecto para construir un gasoducto hacia el sur con un posible ducto de Bolivia” (*Gestión*, 31 de octubre del 2021). Según el Minem: “el vecino país podrá desarrollar una planta de licuefacción de gas natural en el puerto de Ilo para exportarlo y abastecer al mercado peruano” (*Gestión*, 31 de octubre de 2021). Con ello, se desea brindar suministro al Nodo Energético del Sur.

No olvidemos que Bolivia aún tiene dificultades con la gestión, no olvidemos que su empresa estatal YPFB recibió una multa o penalidad de USD 100 millones del Brasil por incumplimiento de contrato.² En el 2019,

Bolivia tuvo que firmar una adenda con Brasil para disminuir los volúmenes de entrega de gas y, en el 2020, con el actual presidente, se firmó otra adenda con Argentina para también disminuir los volúmenes de entrega de gas. Bolivia en veinte años se quedaría sin gas natural debido a la deficiente exploración de la empresa estatal, lo que los obligaría a importarlo. Según el exministro boliviano:

“

Estamos en el orden de 50 millones de m³ al día producidos. Hace algunos años llegábamos a 75 millones de m³. Cuando se nacionalizó, se esperaba producir 80 millones de m³ y se propuso producir 100 millones de m³, pero en estos momentos los campos de gas están en declinación y, si esto sigue así, la capacidad exportadora de Bolivia se acaba en 10 años y, en 20 años, quizás Bolivia deba importar gas natural (RPP Noticias, 28 de setiembre del 2021).”

En estos momentos, Bolivia desarrolla un programa agresivo de exploración. Perú debe saber negociar con Bolivia beneficios para ambas partes.³

2.4 Hacia una hoja de ruta para una transición energética eficiente

Para masificar e intensificar el uso del gas natural y llevar sus beneficios a más familias peruanas, el Ministerio de Energía y Minas (Minem), a través del programa BonoGas, financiará más conexiones domiciliarias en Lima, Callao, Ica, La Libertad, Áncash, y ahora también en Cajamarca, Lambayeque, Arequipa, Moquegua y Tacna.³

El programa implementado a la fecha en Lima, Callao, Ica, Áncash y La Libertad financia la instalación de tres puntos de conexión de gas natural en las viviendas: para la cocina, terma, secadora u otros artefactos, lo que se traduce en un gran ahorro económico. Desde su inicio, el programa cubre el 100 % de la instalación en

2 | Explicó el exministro Ríos en *Ampliación de noticias* de RPP (RPP Noticias, 28 de setiembre del 2021).

3 | Para concretar este objetivo, el Minem aprobó la modificatoria del Plan Anual de Promociones (PAP) 2021, mediante la Resolución Ministerial n.º 419-2021-MINEM/DM, que destina al programa BonoGas un presupuesto adicional mayor a los S/219 millones proveniente del FISE.



los hogares del estrato económico bajo. En el estrato medio bajo, la cobertura es del 50%; en el medio, del 50 % y brinda un plazo de hasta diez años para devolver el financiamiento, sin intereses.

Con la modificatoria, esos beneficios se mantienen, pero ahora, con el objetivo de masificar el gas natural y reemplazar el uso del GLP y de la electricidad, también se han incluido a los hogares y edificios de los estratos medio alto y alto, que podrán acceder al programa devolviendo el 100 % del financiamiento de las instalaciones en todas las regiones mencionadas. La nueva normativa también ha incluido el financiamiento de puntos adicionales en los hogares que ya cuentan con gas natural a fin de que intensifiquen el uso del gas natural al reemplazar el GLP y la electricidad. Para implementar este beneficio, se establecerán lineamientos técnicos específicos. También se refinanciará el costo del margen de promoción a los usuarios de La Libertad, Cajamarca, Lambayeque, Áncash, Arequipa, Moquegua y Tacna que se conectaron antes de la llegada del programa para que los montos de sus recibos de gas natural disminuyan. Con respecto a redes de gas natural, BonoGas cubrirá el costo de su construcción en localidades de Lima, Ica y Arequipa, para beneficiar a poblaciones que aún no pueden acceder al gas natural.⁴

4 | La modificación del PAP fue establecida mediante la Resolución Ministerial n.º 419-2021-MINEM/DM publicada el 23 de noviembre pasado, en el diario oficial *El Peruano* y en la página web del Minem.

3.

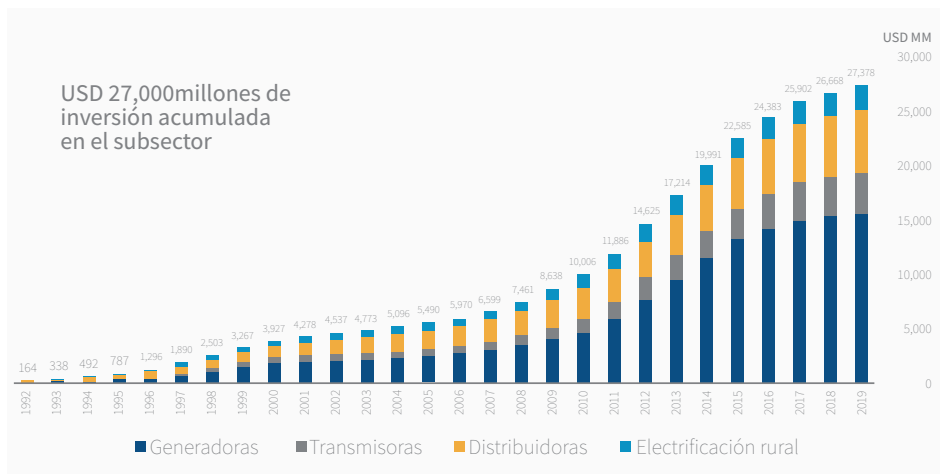
El gas natural y el mercado eléctrico: situación actual y futuro

En la actualidad, considerando la evolución del sistema eléctrico peruano desde la primera reforma efectuada en el año 1992, los indicadores de su funcionamiento y desarrollo son bastante favorables; por ejemplo, en términos de cobertura eléctrica se avanzó del 49 % al 97 %, y la capacidad instalada de la generación eléctrica se cuadruplicó y representa más del doble de la máxima demanda actual, tal como se puede observar en el siguiente gráfico.

Gráfico 1. Evolución de estadísticas de cobertura eléctrica

Estadísticas	1992	2021
N° de usuarios (viviendas)	2.0 millones	7.8 millones
Venta de Energía	7.3 TWh	49.2 TWh (*)
Facturación	457 millones USD	4.4 miles de millones USD (*)
Demanda máxima	1800 MW	6909 MW
Capacidad instalada	2600 MW	15,270 MW
Cobertura nacional (%)	49 %	97 %
Cobertura rural (%)	7.2 %	83 %

*Información 2020.



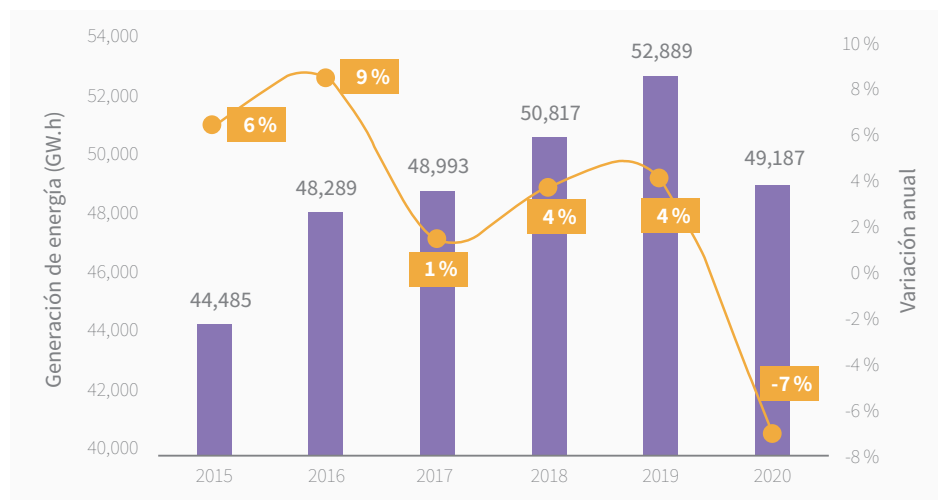
Fuente: Minem (2021).

No obstante, para concebir el futuro del mercado eléctrico peruano, más allá de una comparación histórica del inicio de la reforma y la actualidad, se requiere analizar la situación de la oferta y la demanda actuales, y los posibles escenarios futuros considerando la tendencia global hacia una descarbonización de las actividades económicas y las políticas públicas para una digitalización y descentralización de los servicios eléctricos. Por ello, el ámbito y el alcance del presente documento de trabajo consisten en analizar el estado de situación actual del mercado eléctrico peruano, identificar las oportunidades de desarrollo energético y definir una propuesta de lineamientos para el desarrollo futuro del mercado eléctrico en el país; así como analizar el aporte y límites del gas natural, y las oportunidades de las energías renovables.

3.1 Situación de la oferta de generación eléctrica

La generación de electricidad en el SEIN ha tenido un crecimiento anual de 2% durante los últimos cinco años, pasando de una producción eléctrica de 44,485 gigavatios hora (GWh) en el 2015 a 49,186 GWh en el año 2020, aunque dicho año, la generación eléctrica sufrió un retroceso de -7%, debido a la coyuntura causada por el COVID-19, que afectó a todos los sectores de la economía peruana (ver gráfico 2).

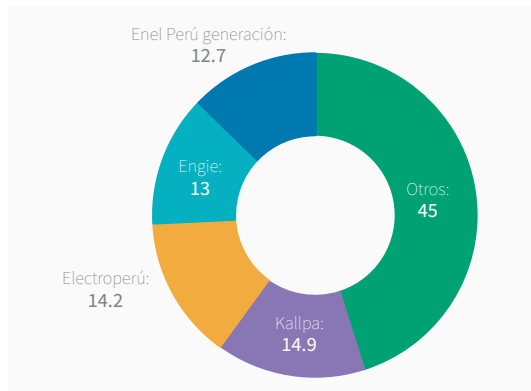
Gráfico 2. Generación eléctrica en el SEIN y variación anual



Fuentes: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES, 2019) y Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) del Osinergmin.

Kallpa es la empresa de mayor producción de electricidad del país, con un 14.9% de la producción de electricidad del SEIN, seguida por Electroperú, con 14.2%; Engie, con 13%; y ENEL, con 12.7% (ver gráfico 3).

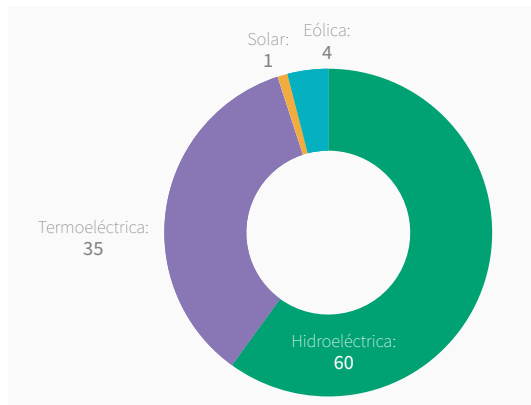
Gráfico 3. Generación eléctrica por empresa en el año 2020 (en porcentajes)



Fuente: COES (2021).

En el año 2020, el 60% de la producción de electricidad del SEIN fue de generación hidroeléctrica y el 35% fue de generación termoeléctrica. La generación eólica y solar representaron el 4% y 1% de la producción eléctrica total respectivamente.

Gráfico 4. Generación eléctrica por tipo en el año 2020 (en porcentajes)

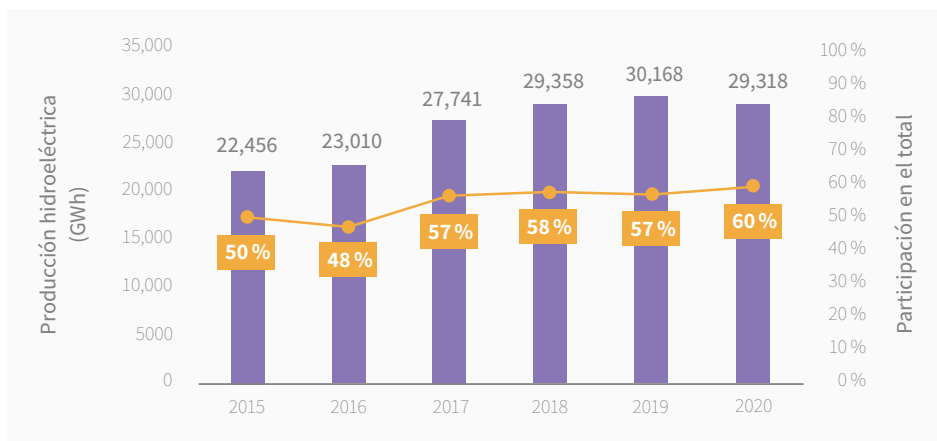


Fuente: COES (2021).

La generación hidroeléctrica (convencional y con RER) pasó de 22,456 GWh en el año 2015 a 29,318 en el año 2020, como se observa en el gráfico 5. Durante el mismo periodo, la generación hidroeléctrica tuvo un crecimiento de 5 % anual.

La participación de la generación hidroeléctrica en el total de generación del SEIN fue de 50 % en el año 2015 y en el año 2020 ascendió a 60 %.

Gráfico 5. Generación hidroeléctrica y su participación en el total de energía



Fuente: COES (2019).
Elaboración: GRT del Osinergmin.

De las setenta y cinco centrales hidroeléctricas registradas y en operación en el año 2020, seis cubrieron alrededor del 49 % de la producción hidroeléctrica total (ver tabla 3).

Tabla 3. Energía hidroeléctrica por centrales de generación

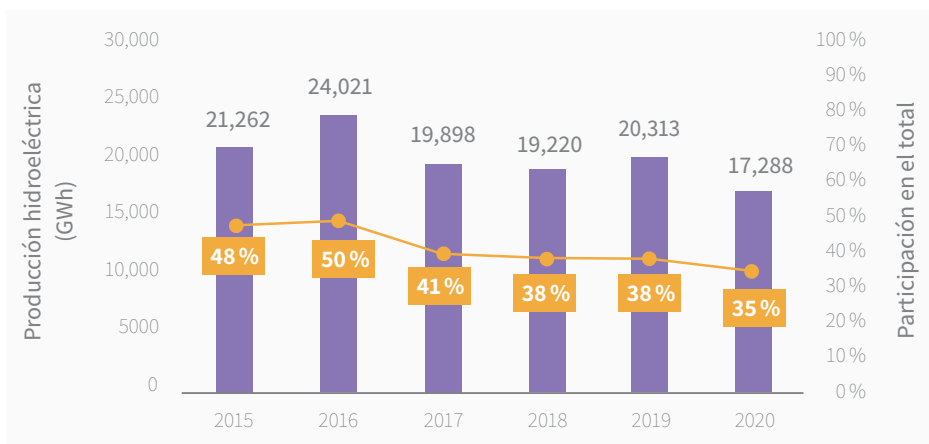
Central	Energía (GWh)	Participación
C. H. Mantaro	5271.3	18 %
C. H. Cerro del Águila	3002	10.2 %
C. H. Chaglla	1830.5	6.2 %
C. H. Restitución	1713	5.8 %
C. H. Cañón del Pato	1420.1	4.8 %
C. H. Huinco	1192.1	4.1 %
Otros (69 C. H.)	14,888.6	50.8 %

Fuente: COES (2019).

La generación termoeléctrica (convencional y con RER) ha pasado de 21,262 GWh en el año 2015 a 17,288 GWh en el año 2020; durante el mismo periodo, la generación termoeléctrica tuvo un decrecimiento de -4 % anual (ver gráfico 6).

La participación de la generación térmica en el total de energía del SEIN fue de 48 % en el año 2015 y en el año 2020 se redujo a 35 %.

Gráfico 6. Generación termoeléctrica y su participación en el total de energía



Fuente: COES (2019).

De las treinta y ocho centrales de generación termoeléctrica registradas en el 2020, seis cubrieron el 77 % de la producción termoeléctrica total. Kallpa es la central más grande y su participación fue de 21.8 % en la producción de energía (ver tabla 4).

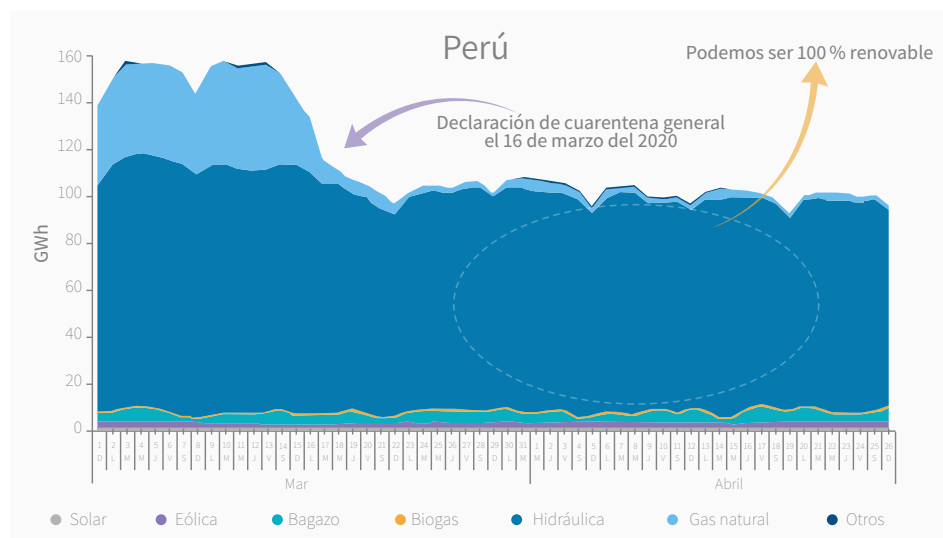
Tabla 4. Energía termoeléctrica por centrales de generación

Central termoeléctrica	Energía (GWh)	Participación
C. T. Kallpa	3763	21.8 %
C. T. Fenix	2861	16.5 %
C. T. Ventanilla	2570	14.9 %
C. T. Chilca 4	1558	9 %
C. T. Chilca 2	1272	7.4 %
C. T. Chilca 3	1218	7 %
Otros (32 C. T.)	4047	23.4 %

Fuente: COES (2021).

Ahora bien, durante la pandemia del COVID-19, la producción de la demanda disminuyó en el orden del 30 %, habiendo operado el SEIN principalmente con las hidroeléctricas y los RER, con lo que este evento mundial, más allá de los impactos negativos en la economía y la salud pública, ha demostrado al país que es posible operar el SEIN todo el tiempo solo con energías renovables, tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico: el rol del gas natural, fundamentalmente, ha sido de complemento a la generación renovable.

Gráfico 7. Evolución de la demanda de energía eléctrica, 2020-2021



Fuente: COES (2019).

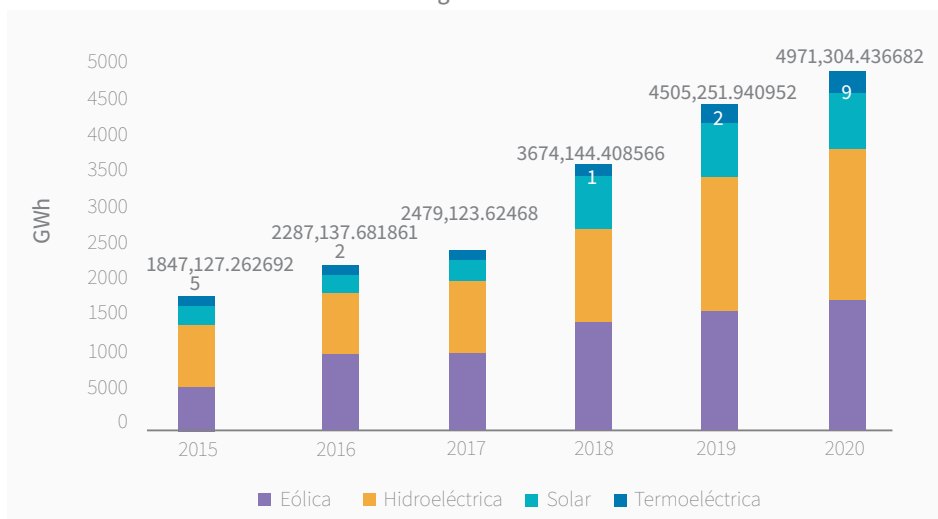
3.2 Generación eléctrica con recursos energéticos renovables (RER)

La producción eléctrica con RER creció a una tasa anual de 22 % durante el período 2015-2020 (de 999 GWh a 4971 GWh). Esta tendencia debería de mantenerse.

La generación con RER representó el 10.11 % de la producción eléctrica total en el SEIN en el año 2020. Los tipos de generación eléctrica renovable predominantes en el país son la hidráulica⁵ de menor tamaño y la eólica, con una participación de 41.95 % y 36.28 % respectivamente, respecto de la producción total con RER (ver tabla 5).

5 | Son consideradas pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) hasta 20 MW, aunque el Decreto Legislativo n.º 1002 indica que las PCH se acogen a los beneficios RER sin serlo.

Gráfico 8. Producción de energía eléctrica de las centrales con RER



Fuente: COES (2021).

Tabla 5. Producción por tipo de generación con RER 2020

Tipo	Energía (GWh)	Participación
Hidroeléctrica	2085.05	41.95 %
Termoeléctrica (biomasa, biogas)	304.44	6.12 %
Solar	777.86	15.65 %
Eólica	1803.20	36.28 %
Total RER	4970.55	100.00 %

Fuente: COES (2021).

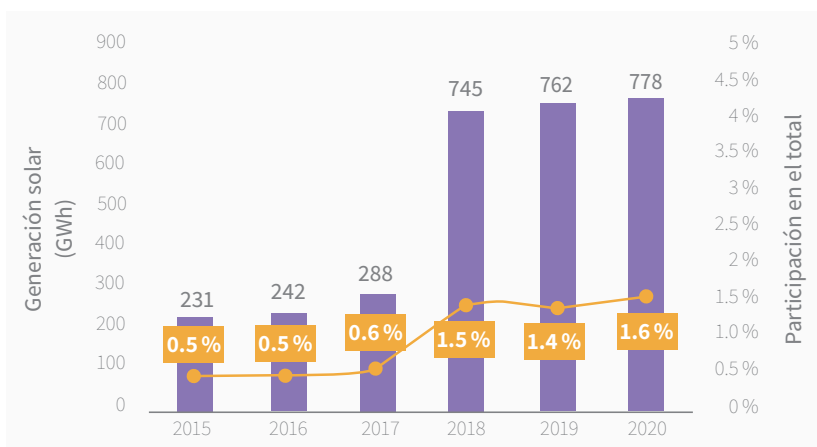
La producción de electricidad con generación minihidráulica ha tenido un crecimiento de 18% anual durante el período 2015-2020. En el 2020, en el Perú había un total de treinta centrales hidroeléctricas con una producción de electricidad de 2085 GWh (un crecimiento de 13% respecto del 2019). Las centrales hidroeléctricas que superaron la producción de 100 GWh en el año 2020 fueron Renovandes H1 (164 GWh), Chancay (157 GWh), Yurucaya (138 GWh), Rucuy (131 GWh), Carhuac (118 GWh) y Ángel II (105 GWh), cuya producción conjunta representa el 39% del total de producción hidroeléctrica renovable.

La producción termoeléctrica renovable tuvo un crecimiento anual de 19 % en el periodo 2015-2020. De las ocho centrales termoeléctricas registradas en el 2020, las de mayor participación en la generación eléctrica fueron Paramonga, Caña Brava y San Jacinto, cuya generación eléctrica superó los 50 GWh.

La generación solar ha pasado de 231 GWh en el año 2015 a 778 GWh en el año 2020; durante el mismo periodo, la generación solar tuvo un crecimiento de 27 % anual, como se observa en el gráfico 9. Un hito importante en la generación eléctrica solar se produjo en el año 2018: esta casi se triplicó. No obstante, su participación en la energía total producida en el SEIN se ha mantenido constante, pasando de una participación de 0.5 % en el 2015 a 1.6 % en el 2020.

La producción eléctrica solar en el año 2020 fue de 777.86 GWh (crecimiento anual de 27 % desde el 2015). La Central Solar Rubí, de la empresa Enel Green Power Perú, es la que más contribuye a la producción eléctrica solar, con una participación de 56 % en el 2020; le sigue la Central Solar Intipampa, de la empresa Engie, que solo representó el 13 % (ver tabla 6).

Gráfico 9. Generación solar y su participación en el total de energía del SEIN



Fuente: COES (2021).

Tabla 6. Energía solar por centrales de generación

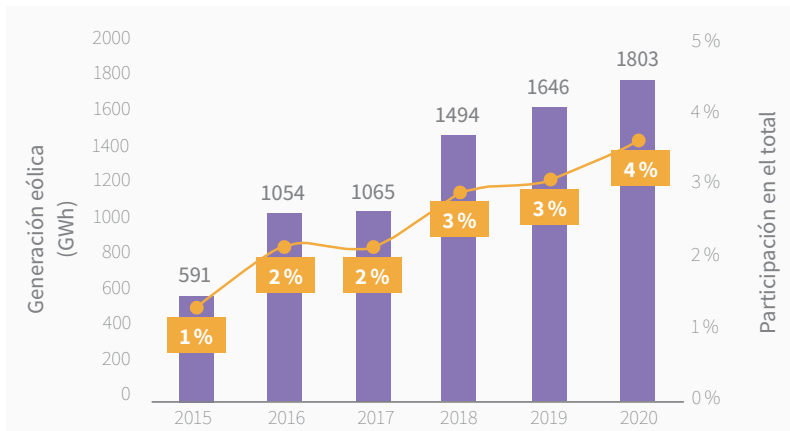
Central solar	Energía (GWh)	Participación
C. S. Rubí	435.5	56 %
C. S. Intipampa	104.8	13 %
C. S. Panamericana solar	55.6	7 %
C. S. Tacna Solar	49.5	6 %
C. S. Moquegua FV	47.7	6 %
C. S. Majes solar 20T	42.9	6 %
C. S. Repartición	41.8	5 %

Fuente: COES (2021).

Desde que se inició la generación eólica de electricidad en el 2014, su participación en la generación eléctrica renovable total se ha incrementado de 20 % a 36 % en el 2020. La generación eólica ha pasado de 591 GWh en el año 2015 a 1803 GWh en el 2020; durante el mismo periodo, la generación eólica tuvo un crecimiento anual de 25 % (ver gráfico 10).

La producción eólica tuvo un incremento importante en el año 2016, año en que la generación casi se duplicó. La participación de la generación eólica en la generación eléctrica del SEIN se ha incrementado de 1 % en el año 2015 a 4 % en el año 2020. De las siete centrales de generación de energía eólica registradas en el 2020. Las centrales eólicas de mayor producción son Wayra I, Tres Hermanas y Cupisnique, que cubrían el 82 % de la generación total de energía eólica (ver tabla 7).

Gráfico 10. Generación eólica y su participación en el total de energía del SEIN



Fuente: COES (2021).

Tabla 7. Energía eólica por centrales de generación

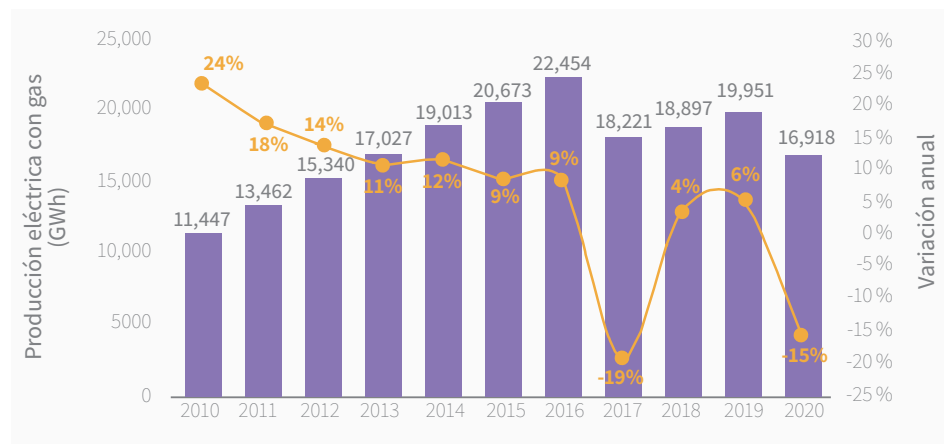
Central eólica	Energía (GWh)	Participación
C. E. Wayra I	619.2	34 %
C. E. Tres hermanas	508.8	28 %
C. E. Cupisnique	368.1	20 %
C. E. Marcona	167.6	9 %
C. E. Talara	139.2	8 %
C. E. Huambos (1)	0.2	0.013 %
C. E. Duna (2)	0.1	0.004 %

Fuente: COES (2021).

3.3 Generación eléctrica con gas natural

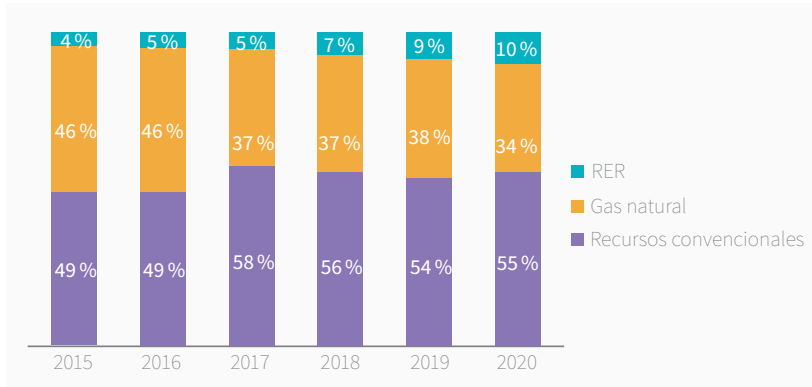
La introducción del gas natural en el sector eléctrico ha tenido un efecto significativo. De una participación del 24 % en el 2010, pasó al 46 % en el 2016 (pico máximo de producción). Sin embargo, a partir del 2016, la generación con gas natural decreció a una tasa de -7 % anual, llegando a una participación del 34 % en la producción eléctrica total del SEIN en el año 2020 (ver gráfico 12). Esto tiene relación con los caudales disponibles en la generación hidroeléctrica y también con el necesario mantenimiento del sistema de gas natural.

Gráfico 11. Producción eléctrica con gas natural y variación anual



Fuente: COES (2021).
Elaboración: GRT del Osinergmin.

Gráfico 12. Participación del gas natural y de los RER en la generación eléctrica del SEIN

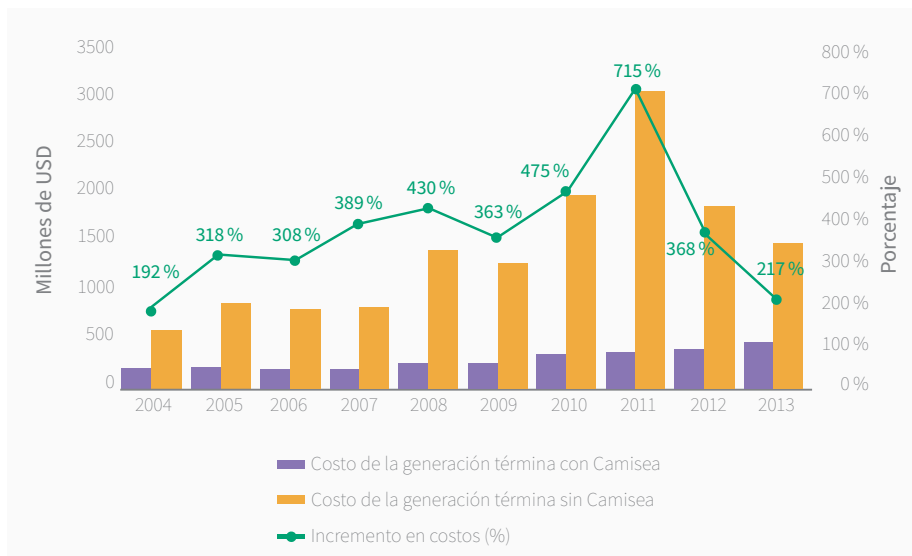


Fuente: COES (2021).
Elaboración: GRT del Osinergmin.

La introducción del gas natural también tuvo un impacto importante en la reducción de los costos de generación eléctrica. En *La industria del gas natural en el Perú. A Diez años del Proyecto Camisea* (Osinergmin, 2014), se comparan los costos de generación térmica en un escenario con la introducción del gas natural de Camisea y un escenario sin este combustible. Según los resultados, se concluye que la mencionada introducción implicó una reducción en los costos de generación térmica de 377% en promedio anual respecto del escenario sin Camisea. En la mencionada publicación, se comparan las tarifas en barra en un escenario contrafactual (sin el gas de Camisea) respecto del escenario real de las tarifas en barra, y se concluye que la introducción del gas natural implicó una reducción del 8% anual en las tarifas en barra.⁶ Por ejemplo, en el 2013, la tarifa en barra en el escenario sin el gas de Camisea habría sido USD 66.82 por MWh, pero en el escenario real, con el gas, fue USD 60.74 por MWh (ver gráficos 13 y 14).

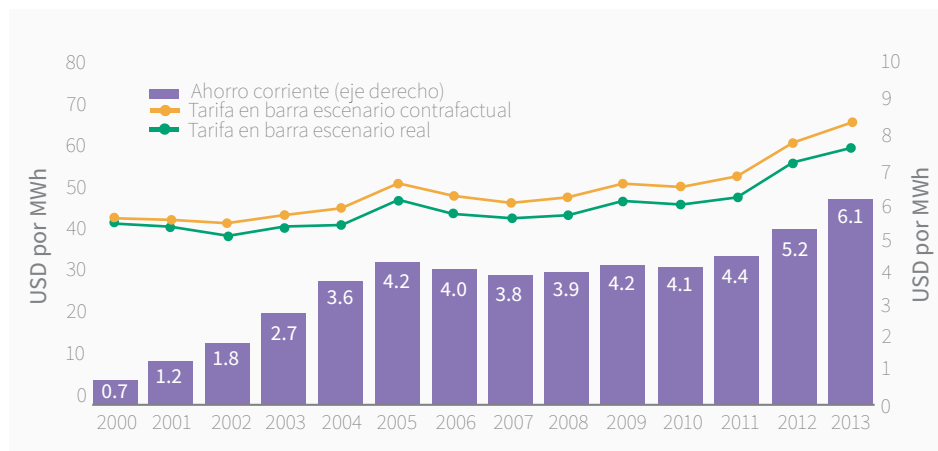
⁶ | Los precios en barra se conforman a partir de los precios básicos, definidos en el artículo 47 de la Ley de Contratación del Estado (LCE) y los artículos 125 y 126 de su Reglamento, los que están constituidos por los precios de potencia y energía en las barras de referencia.

Gráfico 13. Costos de generación térmica con y sin el gas de Camisea



Fuente: Osinergmin (2014).

Gráfico 14. Precios en barra con y sin el gas de Camisea

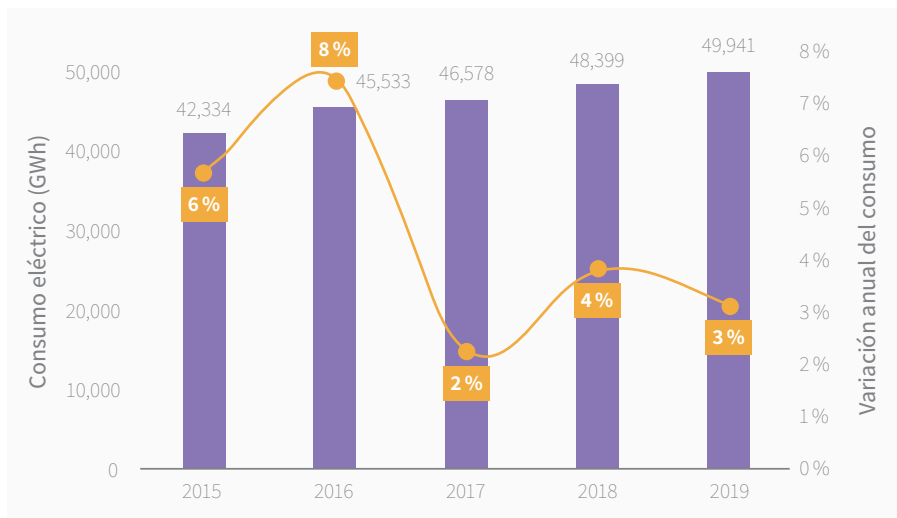


Fuente: Osinergmin (2014).

3.4 Situación de la demanda eléctrica

La demanda de electricidad ha crecido en 4 % anual durante el período 2015-2019. El consumo eléctrico fue 42,334 GWh en el 2015 y 49,941 GWh en el año 2019.

Gráfico 15. Consumo de electricidad (2010-2019)



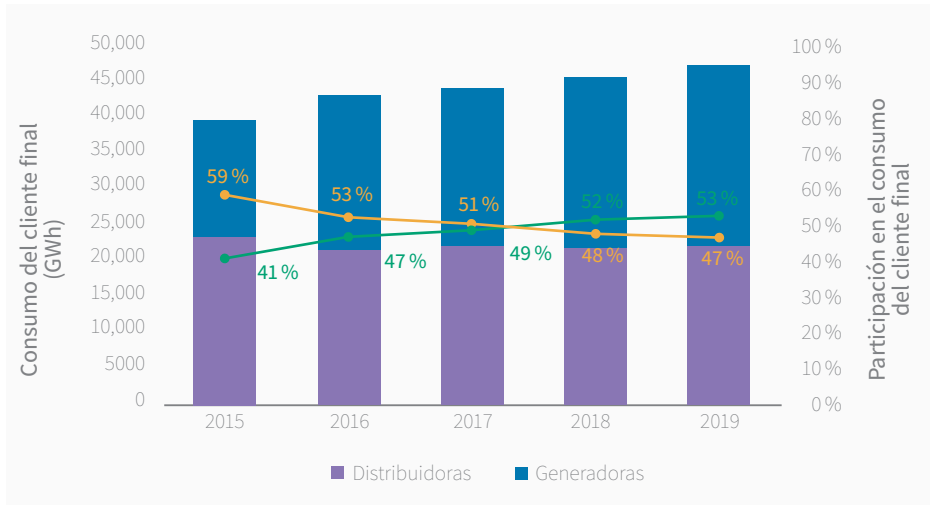
Fuente: Minem (2021).
Elaboración: GRT del Osinermin.

En relación con las ventas de energía eléctrica al cliente final, las de las empresas distribuidoras disminuyó en -1 % anual durante el periodo 2015-2019. El consumo del cliente final de las empresas generadoras se ha incrementado a una tasa anual de 11 % durante el mismo periodo (ver gráfico 16).

Las ventas al cliente final de las empresas distribuidoras representaron el 59 % del total de consumo de los clientes finales, en el año 2015. Sin embargo, la participación disminuyó a 47 % en el año 2019.

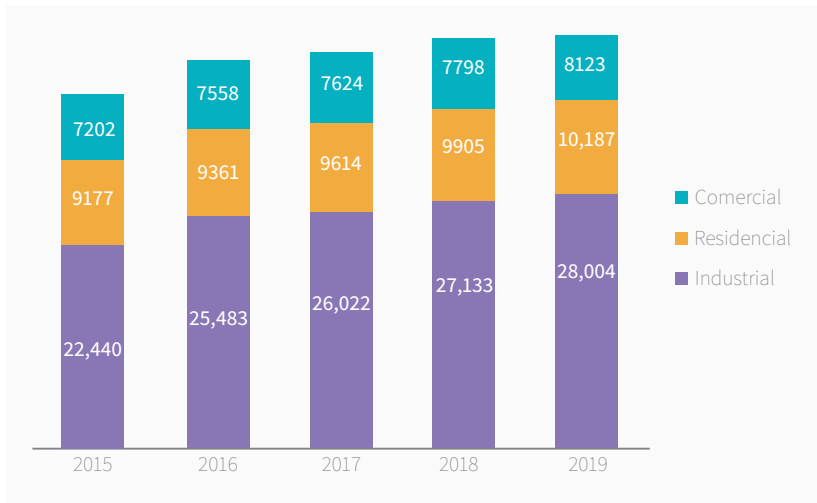
El consumo eléctrico del sector industrial representó el 59% (28,004 GWh) del total a nivel nacional; el residencial, el 21% (10,187 GWh); y el sector comercial, el 17% (8123 GWh), en el año 2019. Durante el período 2015-2019, el consumo de electricidad del sector industrial creció a una tasa anual de 5.7%; el del sector residencial, en 2.6%; y el del sector comercial, en 3.1%.

Gráfico 16. Consumo de electricidad del cliente final por tipo de empresa



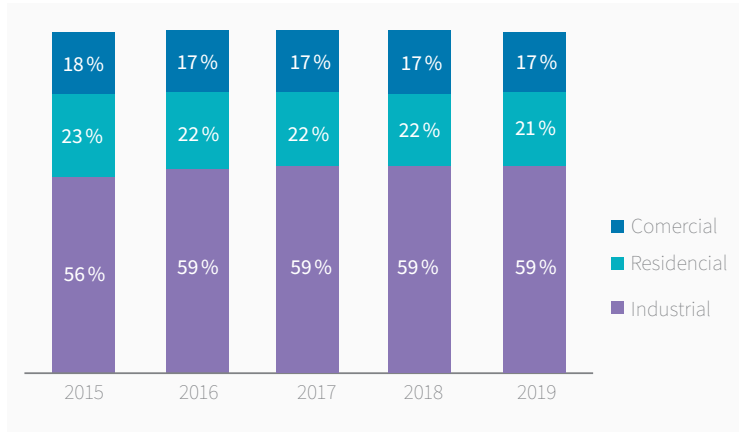
Fuente: Minem (2021).
Elaboración: GRT del Osinergmin.

Gráfico 17. Consumo de electricidad por sector (en GWh)



Fuente: Minem (2021).

Gráfico 18. Consumo de electricidad por sector



Fuente: Minem (2021).
Elaboración: GRT del Osinergmin.

La demanda de energía del SEIN crecerá anualmente a un 6 % durante el periodo 2019-2024, en tanto que la potencia también lo hará a una tasa promedio anual de 5 % (ver tabla 8).

Tabla 8. Demanda global del SEIN, 2019–2024

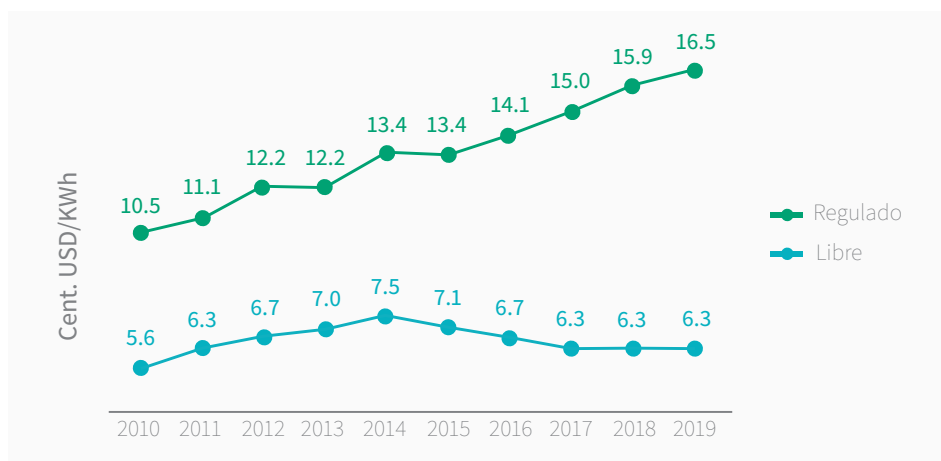
Año	GWh	Energía Variación anual	MW	Potencia Variación anual
2019	54,640	6.3 %	7783	4.4 %
2021	61,871	13.2 %	8313	6.8 %
2022	66,720	7.8 %	8866	6.7 %
2023	70,887	6.2 %	9327	5.2 %
2024	74,764	5.5 %	9816	5.2 %

Fuente: COES (2019).

En el año 2019, el precio medio de venta de energía a los clientes del mercado libre fue 6.3 cent. USD/kWh, en tanto que el precio medio a los usuarios regulados⁷ fue 16.5 cent. USD/kWh. Durante el periodo 2010-2019, el precio medio de los clientes libre creció a una tasa anual de 1 %, mientras que el precio medio de los clientes regulados creció a 5 % anual (ver gráfico 19).

7 | Los usuarios regulados se encuentran sujetos a regulación de precios, sus niveles de consumo tienen una potencia contratada menor de 0.2 MW, no pueden participar del mercado a corto plazo. Los usuarios libres dependen de lo negociado en su contrato, pueden participar en el mercado a corto plazo. Sus niveles de consumo son iguales o superiores a 0.2 MW, siendo optativo entre 0.2 y 2.5 MW.

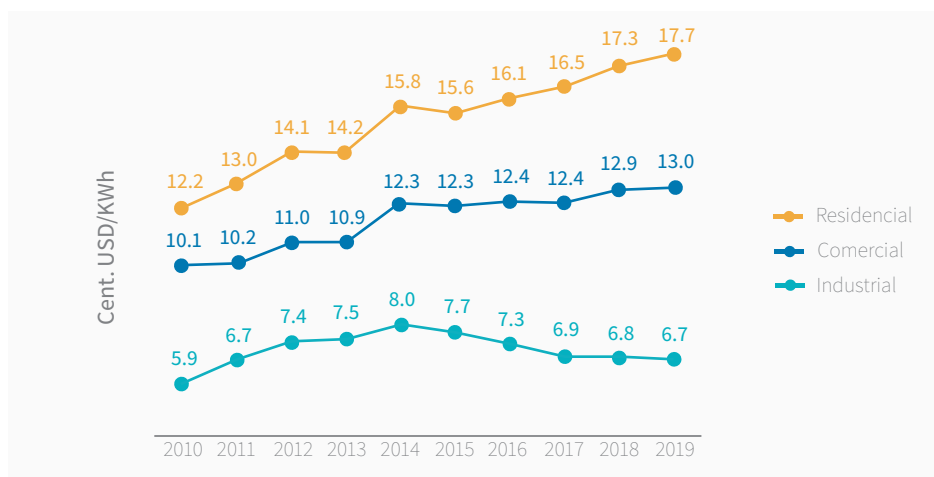
Gráfico 19. Precio medio de energía eléctrica según tipo de mercado



Fuente: Minem (2021).

El precio medio de electricidad del sector industrial fue 6.7 cent. USD/kWh, el del sector comercial, 13 cent. USD/kWh; y el del sector residencial, 17.7 cent. USD/kWh, en el año 2019, como se observa en el gráfico 20. El precio medio del sector industrial creció a una tasa del 1 % anual; el del sector comercial, a una tasa del 3 % anual; y el del sector residencial, en 4 % anual durante el periodo 2010-2019.

Gráfico 20. Precio medio de energía eléctrica por categoría de consumo



Fuente: Minem (2021).

Elaboración: GRT del Osinergmin.

3.5 Situación del potencial energético en el Perú

Potencial de las energías renovables en el Perú

Los principales RER del Perú son el hidroeléctrico y la energía solar. El primero, según el Osinergmin (2019), con una potencia técnica aprovechable de 69,445 MW y el segundo, con una potencia técnica de 25,000 MW. Según la tabla 9, la potencia técnica aprovechable del RER hidráulico y del eólico representan respectivamente el 7.12 % y el 1.83 % de la potencia instalada en el SEIN.

Tabla 9. Potencial de las centrales de RER

Recurso energético renovable	Potencia técnica aprovechable (MW)	Potencia instalada en el SEIN (MW)	Porcentaje
Total hidráulico	69,445	4942.4 (*)	7.12 %
Eólico	20,493	375.46	1.83 %
Solar	25,000	285.02	1.14 %
Biomasa	[450-900]	70.9	7.88 % (**)
Geotérmica	2849.4	0	0 %

Notas. (*) incluye las centrales minihidráulicas, (**) valor estimado respecto del límite superior de la potencia técnica aprovechables.

Fuente: Osinergmin (2019).

La potencia instalada de las centrales con RER, considerando pequeñas hidroeléctricas (ver tabla 10) en el año 2019 fue de 1070.2 MW, lo que representa una participación de 8.20 % del total de potencia instalada del SEIN; adicionalmente, la participación de la potencia instalada en el año 2020 fue de 8.51 % de la potencia total instalada en el SEIN.

Tabla 10. Evolución de la potencia instalada de las centrales con RER (MW)

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total RER	464.5	472.7	609.9	595.85	1070.2	1129.4
Total SEIN	9247.7	10,149.9	12,774.9	12,508.1	13,051.6	13,278.7
Participación	5.02 %	4.66 %	4.77 %	4.76 %	8.20 %	8.51 %

Fuente: COES (2021).

De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2012), la potencia instalable con RER mini-hidro en el año 2040 será de 496 MW (una participación equivalente a 11.5 % del total de potencia del SEIN); y la potencia instalable geotérmica será de 1500 MW (una participación de 34.7 % del total del SEIN), como se muestra en la tabla 11.

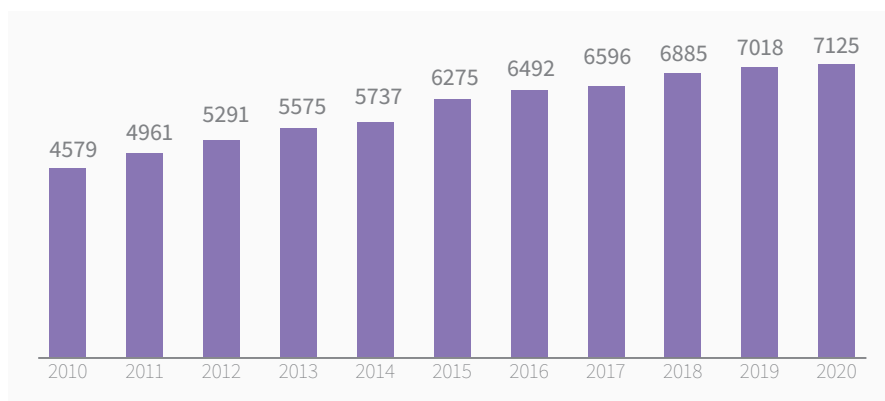
Tabla 11. Potencia instalable con RER en el SEIN al 2040

Tecnologías	Nueva capacidad-MW	
	Total	Porcentaje %
Mini-hidro	496	11.5%
Eólicas	1342	31.1%
Solares	360	8.3%
Geotérmicas	1500	34.7%
Biomasa	623	14.4%
Total	4321	100%

Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2012).

La demanda máxima del SEIN en el año 2019 fue 7018 MW y en el año 2020, 7125, como se observa en el gráfico 21. La potencia instalada con RER del 2020 fue de 1129 MW y la potencia instalable al 2040 será de 4321 MW (según cálculos del BID). Estos datos indicarían que la capacidad RER instalada aún no cubriría la demanda máxima del SEIN en el 2040. Sin embargo, la potencia técnica RER aprovechable (tomando en cuenta el límite superior de la potencia de biomasa de la tabla 9) es 11,8687 MW, esto es diecisiete veces la demanda máxima del SEIN del año 2020.

Gráfico 21. Evolución de la demanda máxima (MW)



Fuente: COES (2021).

Potencial de energía solar

Según Osinergmin (2019), con información obtenida del Banco Mundial (2019), las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna son las que presentan mejores condiciones para el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas y solar térmica. En estas tres regiones del sur del país, la irradiación horizontal global corresponde al intervalo 6.8 kWh/m² y 7 kWh/m², y para la irradiación directa normal se encuentra en el intervalo 7.5 kWh/m² y 8.5 kWh/m² (Osinergmin-Gerencia de Políticas y Análisis Económico [GPAE], 2019, p. 107).

Potencial de energía eólica

El Perú cuenta con un enorme potencial de generación eléctrica con base en la energía eólica; sin embargo, en la actualidad, según Tamayo (2011), este potencial ha sido muy poco explotado. De acuerdo con Gonzales (s. f.) y con información obtenida del *Atlas eólico del Perú* del 2016, el país cuenta con el mayor potencial eólico en la costa, principalmente en las regiones de Piura, Lambayeque, La Libertad, Áncash, Arequipa e Ica, cuyos parámetros de velocidad de viento en promedio se sitúan en el rango de 6 y 12 m/s (a una altura promedio de autogenerador de 100 m). Además, según el mapeo realizado por el Consorcio Barlovento y Vortex (2016), el potencial eólico peruano aprovechable es de 20,493 MW y el potencial eólico excluido es de 7902 MW.

Potencial de energía con biomasa

La potencia técnica aprovechable de la energía obtenida a partir de biomasa varía de 450 MW a 900 MW. Los cultivos que generan la mayor cantidad de residuos de biomasa que se podría aprovechar como fuente de energía eléctrica, según el Osinergmin (2019), son la caña de azúcar, el arroz, el maíz amarillo duro, la fruta de palma y el maíz amiláceo. Además, el residuo de biomasa que actualmente se utiliza para la generación eléctrica es el bagazo. En el país, según el COES, en el 2020 se tuvo 96.21 MW de capacidad instalada de esta fuente de energía.

Dada la diversidad productiva en el territorio peruano, la generación de residuos de biomasa no es homogéneo a nivel de regiones, por lo que, siguiendo al Osinergmin (2019), el Perú cuenta con un potencial heterogéneo de generación de energía a partir de biomasa: así, las regiones de Lima, Lambayeque y Loreto son las que tienen mayor potencial para la generación de energía a base de caña de azúcar; las regiones de Amazonas, Puno y Tacna pueden aprovechar los residuos de los cultivos de arroz; y la región de San Martín puede generar energía a base de residuos de arroz, caña de azúcar y fruta de palma.

Potencial de energía minihidráulica

En el año 2011, el Consorcio Halcrow Group-OIST, por encargo del Minem, elaboró un estudio, cuyo resultado fue el *Atlas del potencial hidroeléctrico del Perú*, cuyo principal objetivo fue determinar el potencial hidroeléctrico teórico⁸ del Perú para un rango de 1 a 100 MW. El estudio determinó que la energía hidroeléctrica en el Perú se obtiene de las vertientes del Pacífico, del Titicaca y del Atlántico, siendo esta última la que cuenta con el mayor potencial técnico aprovechable (ver tabla 12).

Tabla 12. Potencial hidroeléctrico técnico del Perú

Vertiente	Total (MW)	Aprovechable (MW)
Pacífico	11,402	8731
Atlántico	86,971	60,627
Titicaca	97	87
Total	98,460	69,445

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

Potencial de energía geotérmica

El mayor potencial geotérmico en el país se ubica en la zona sur, principalmente en las regiones de Puno, Cusco, Moquegua y Tacna. De acuerdo con Tamayo (2011), que cita a Vargas y Cruz (2010), en el Perú se han identificado seis áreas geotérmicas: Cajamarca-La Libertad, el Callejón de Huaylas, Churín, Central, el Eje Volcánico del Sur y Cusco-Puno.

En la misma línea con el West Japan Engineering Consultants (2012), citado por Tamayo (2011), el país cuenta con un amplio potencial para la energía geotérmica: 2860 MW, con más de la mitad del total de potencial existente en las regiones de Áncash, Moquegua y Tacna.

8 | El potencial hidroeléctrico teórico se diferencia del potencial hidroeléctrico técnico-económico en que el primero se refiere al potencial hidroeléctrico de cada zona y el segundo considera la factibilidad de los proyectos hidroeléctricos.

Potencial de energía marítima

La energía marítima se clasifica en energía undimotriz, energía mareomotriz y energía maremotérmica. Para el año 2020, no existe potencia instalada en el SEIN para la energía marítima; no obstante, según el análisis del Osinergmin (2019), respecto de la energía undimotriz, la potencia media oscila entre 15 Kw/h y 25 Kw/h, y la energía del oleaje máxima anual se encuentra entre las latitudes 30° y 60°; y respecto de la energía maremotérmica, esta es mayor en los trópicos en torno a las latitudes ecuatoriales.

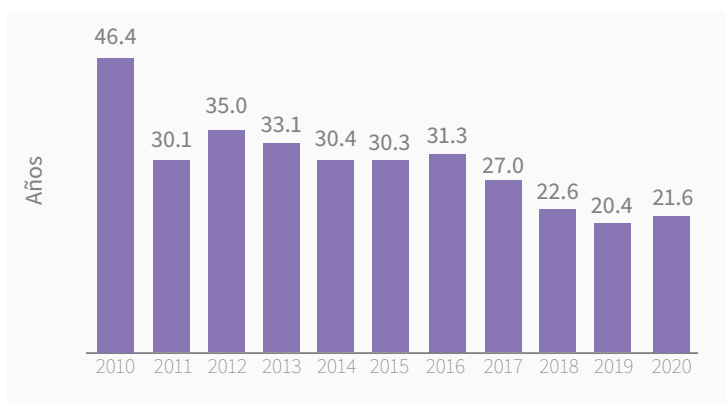
Desarrollo del gas natural

Según Kallpa (2021):

El 96 % de la producción de gas natural en el Perú proviene de la producción de los lotes 88, 56 y 57, que están asociados al yacimiento de Camisea. El resto de agentes producen el 4 % de gas natural y están ubicados en la selva norte, en el área del zócalo y la costa norte del país. Las reservas de gas también se distribuyen de modo similar, en la que los lotes asociados a Camisea, concentran el 96 % de las reservas de gas natural.

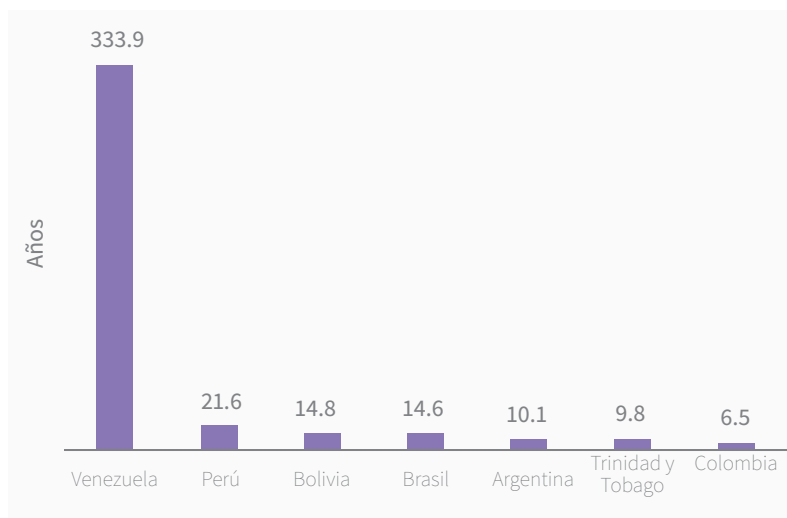
Del año 2005 al año 2020, el ratio reservas/producción (R/P) del Perú tuvo una disminución anual del 14 %. En el 2005, el ratio fue de 220 años y en el 2020, de 22 a 24 años: esto muestra la acelerada explotación del gas natural. A pesar de ello, el Perú ocupa el segundo lugar en el ratio R/P, comparado con otros países de la región (ver gráficos 22 y 23).

Gráfico 22. Evolución del ratio R/P de gas natural del Perú, 2010-2020



Fuente: British Petroleum (2021).
Elaboración: GRT del Osinergmin.

Gráfico 23. Ratio reservas/producción de gas natural de la región, 2020



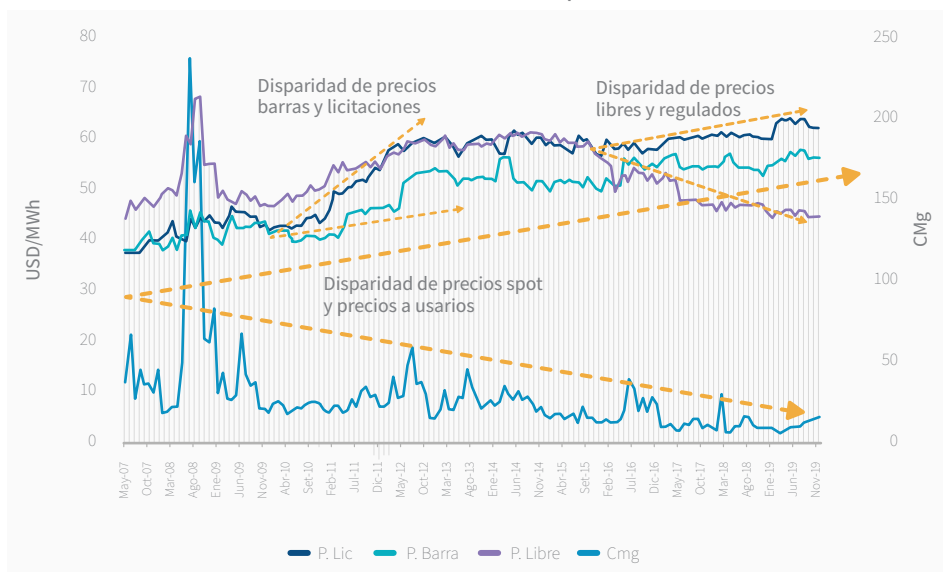
Fuente: British Petroleum (2021).
Elaboración: GRT. Osinergmin.

4. Oportunidades de desarrollo energético

4.1 La problemática del sector eléctrico

Uno de los problemas más latentes del sector eléctrico es la disparidad de precios en los diferentes mercados que componen los sistemas eléctricos, siendo las tendencias sostenidas de la divergencia de precios las que hacen que hoy en día las tarifas eléctricas del Perú sean una de las más caras de la región. Tal como se puede ver en el siguiente gráfico, si bien los precios no tienen por qué ser iguales en los diferentes mercados, en promedio, la tendencia del comportamiento de estos debiera ser hacia la convergencia; es decir, en promedio, los precios libres, los precios regulados por Osinerghmin, los precios spot y los resultantes de las licitaciones debieran ser más o menos similares: esto, como un indicador sano de que la regulación permite que la decisión de los agentes del mercado eléctrico para la compra o venta de energía en cualquiera de estos mercados se desarrolle más por razones asociadas al riesgo que por fallas en el funcionamiento del mercado.

Gráfico 24. Evolución de precios

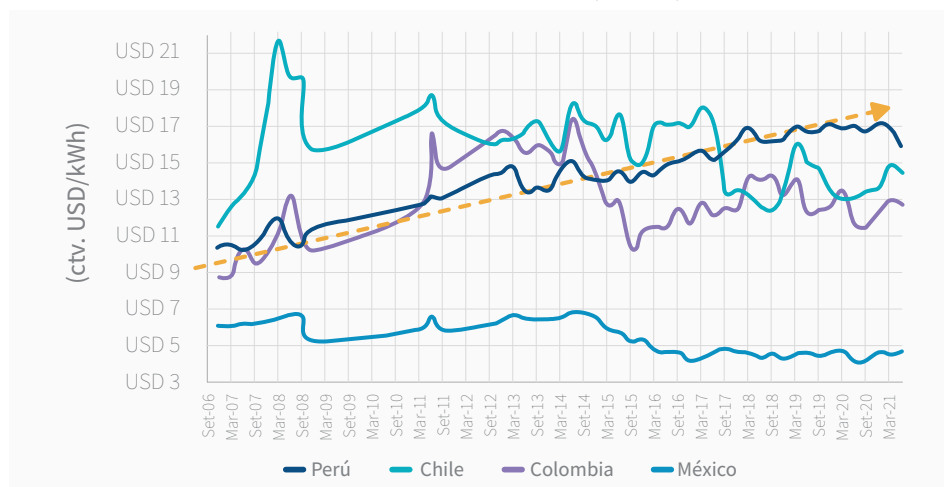


Fuente: Osinerghmin (2021).

El resultado palpable de esta problemática es la pérdida de competitividad de la tarifa al usuario final, cuya tendencia al alza es imparable desde los últimos quince

años, tal como se puede ver en el siguiente gráfico que muestra una comparación de las tarifas eléctricas con consumos similares en los países que integran la Alianza del Pacífico, a pesar de que los precios de las energías renovables son mucho más competitivos y la existencia del gas natural tiene costos altamente competitivos.

Gráfico 25. Tarifas de electricidad residencial.
Consumo mensual de 125 kWh (dólares)



Fuente: Osinergmin (2021).

Ahora bien, el origen de esta problemática de la divergencia de precios de los mercados es múltiple. Un primer tema es el mercado de electricidad a corto plazo, que opera en tiempo real basado en costos, con procesos de programación de una semana anterior y de un día anterior, pero sin vinculación financiera. Tampoco considera los costos de carga, de arranque o las restricciones operativas, lo cual ocasiona que, por un lado, el mercado no incentive la participación de la demanda o agentes puramente financieros y, por otro, que la operación en tiempo real no proporcione los niveles de despacho para cada hora del día que minimicen los costos de atender la demanda durante el día.

Un segundo problema son los déficits de energía a largo plazo, ya que los mecanismos basados en contratos a largo plazo no han permitido la participación activa de agentes del lado de la demanda (consumidores libres y empresas de distribución) y tampoco han fomentado una verdadera competencia, principalmente por las ventajas existentes para los grandes generadores sobre los pequeños generadores. Asimismo, existe dificultad para comparar el valor de la potencia firme de una planta hidroeléctrica, eólica o solar con el valor de la potencia firme de una planta de generación térmica.

Un tercer problema es la ausencia de promoción de los RER por falta de voluntad política, considerando que esta se ha centrado principalmente en la realización de subastas sin un plan de desarrollo con objetivos claramente definidos. Esto ha ocasionado que, a la fecha, el mercado no tenga señales económicas ni regulatorias claras para el desarrollo de futuros proyectos con RER.

Un cuarto problema es la falta de creación de un mercado de servicios auxiliares que permita gestionar las reservas operativas en función de las necesidades del mercado de energía.

El otro problema que afecta al mercado eléctrico es la falta de reglas que acoten los comportamientos de los participantes del mercado y del operador del sistema, la falta de un verdadero monitoreo para supervisar el comportamiento del mercado e identificar aquellos que afectan de forma adversa la eficiencia del mercado, y la inexistencia de una planificación centralizada de las redes de transmisión y de la generación eléctrica, lo cual ocasiona que las últimas inversiones se hayan desarrollado en condiciones no óptimas para todo el sistema eléctrico.

Finalmente, la falta de liderazgo y la poca o limitada coordinación existente entre el Minem, Osinergmin y el COES, y de estos con los agentes del mercado ha acarreado la inexistencia de un rumbo definido del sector y una desconexión entre los diferentes planes de energía del país con los objetivos de eficiencia, responsabilidad social y medioambiental.

4.2 Anuncio de reforma regulatoria

Frente a la problemática del sector eléctrico y habiendo transcurrido doce años desde la última reforma regulatoria, el Minem, mediante Resolución Suprema n.º 006-2019-EM, creó la Comisión Multisectorial para la Reforma del Sector Eléctrico (CRSE) con el fin de proponer medidas regulatorias tanto a corto como a largo plazo, que se espera sean las bases para las medidas de modernización del sector.

La elaboración de dichas propuestas de reforma se ha dividido en cuatro ejes temáticos: eje 1, fortalecimiento del marco institucional; eje 2, transformación del mercado mayorista; eje 3, innovación de la distribución y comercialización minorista; y eje 4, simplificación de la regulación y gestión de la transmisión.

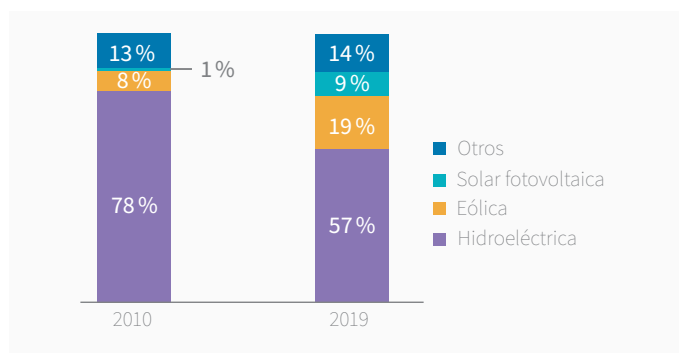
Entre las medidas relevantes planteadas por la CRSE, de cara al objeto del presente documento, están las siguientes:

- La necesidad de adaptar el mercado mayorista del COES hacia un mercado de ofertas, en el que su implementación pase por activar mecanismos operativos previos, como implementar mercados del día previo financieramente vinculante, fomentar la participación de la demanda, además de plantear ajustes a la estructura institucional del COES para que su actuación se aproxime a la de un operador más independiente del mercado y sus actores.
- La adecuación de los RER a largo plazo para desarrollar un mercado líquido a largo plazo que entregue energía al mercado permitiendo la competencia de los nuevos generadores con los generadores existentes.
- La integración de los RER con base en un porcentaje obligatorio de certificados verdes para las empresas distribuidoras y clientes libres, la formulación de objetivos de mayor participación de RER en la matriz energética y su integración paulatina en los mecanismos de adecuación de los RER a largo plazo.
- El diseño de un mercado de servicios auxiliares que permita que las reservas operativas se integren al mercado de energía del día anterior y se trancen productos como las frecuencias secundarias ascendentes y descendentes, y las reservas rotantes y complementarias.
- La implementación de la supervisión y seguimiento del mercado eléctrico que permita llevar un control permanente del funcionamiento eficiente del mercado, una identificación oportuna de los defectos del mercado, una gestión única de datos del sector y la planificación y adecuación de las redes y la generación eléctrica.

4.3 Competitividad de las energías renovables

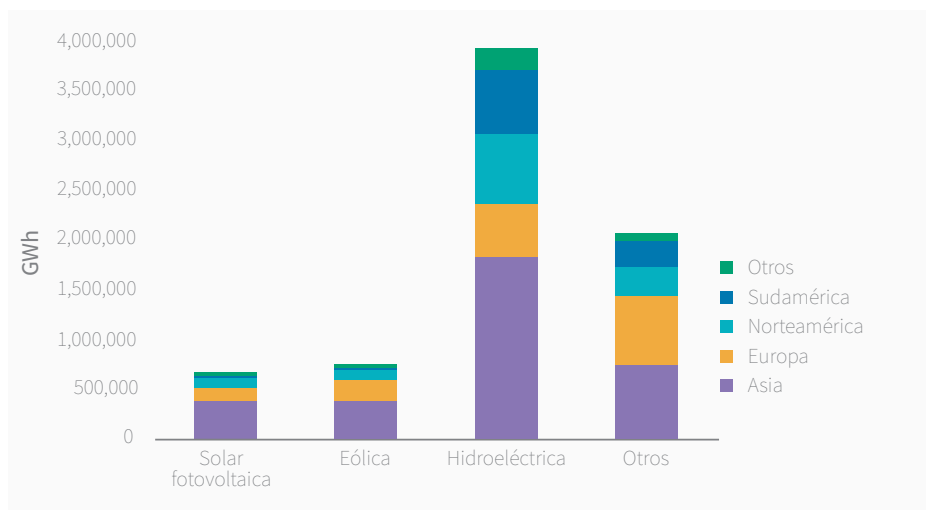
De acuerdo con la IRENA (2021), entre el 2010 y el 2019, a nivel global, la participación de la generación hidroeléctrica disminuyó de 78 % a 57 %; esta reducción fue compensada con el incremento de la generación eólica y la solar fotovoltaica, tal como se puede observar en el siguiente gráfico.

Gráfico 26. Generación RER por tecnología



Fuente: IRENA (2021).
Elaboración: GRT del Osinergmin.

Gráfico 27. Generación con RER por región (2019)



Fuente: IRENA (2021).



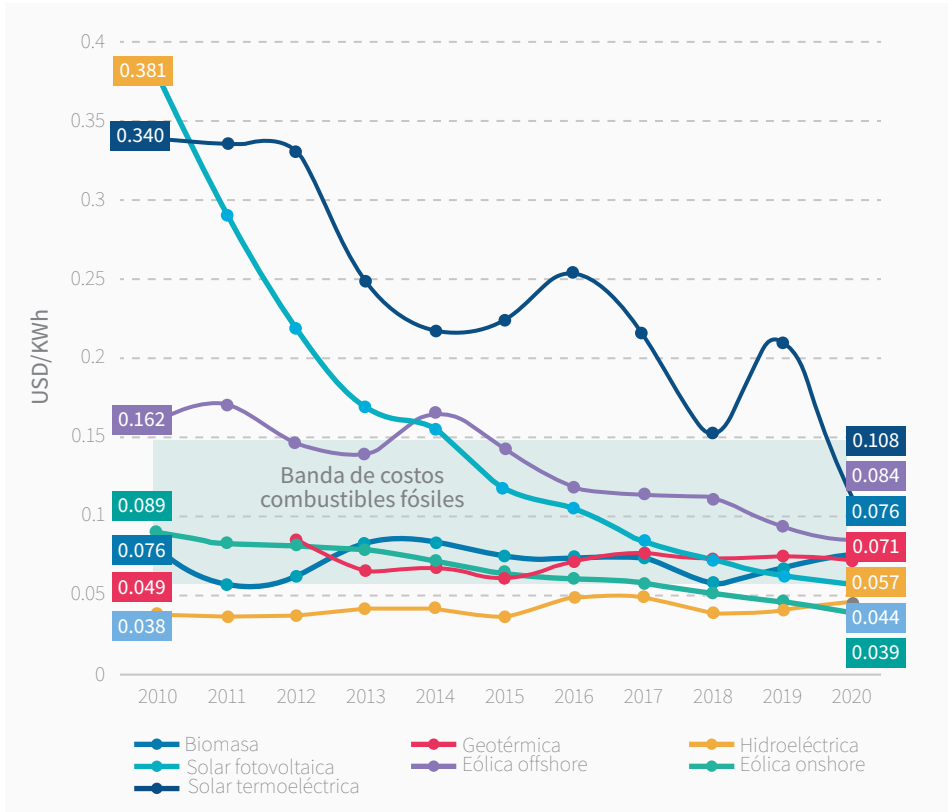
Asimismo, a nivel mundial, Asia es la región con la mayor generación de energía con tecnología solar, eólica, hidroeléctrica y con otras tecnologías (marina, biocombustibles sólidos, bagazo, biocombustibles líquidos, biogás, entre otros). Europa es la segunda región con la mayor generación de energía renovable, a excepción de la generación hidroeléctrica. Norteamérica y Sudamérica producen más energía hidroeléctrica renovable y tienen una fuerte dependencia a la energía fósil.

El costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) entre el 2010 y el 2019 de todas las tecnologías renovables mostró una fuerte tendencia a la disminución, a excepción de la energía hidroeléctrica y geotérmica, cuyos costos nivelados se han incrementado, como se observa en el gráfico 28.

El incremento en el LCOE hidroeléctrico se debería a que en los últimos años, según el Osinergmin (2019, p. 87), las hidroeléctricas 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 el gráfico 28, se observa la banda de costos de los combustibles fósiles, donde, en el 2020, todas las tecnologías renovables eran competitivas, en términos de costos, respecto de los combustibles fósiles; inclusive los costos nivelados de la energía hidroeléctrica y eólica *onshore* están por debajo del costo mínimo de los combustibles fósiles.

Gráfico 28. Costo nivelado por energía (LCOE)



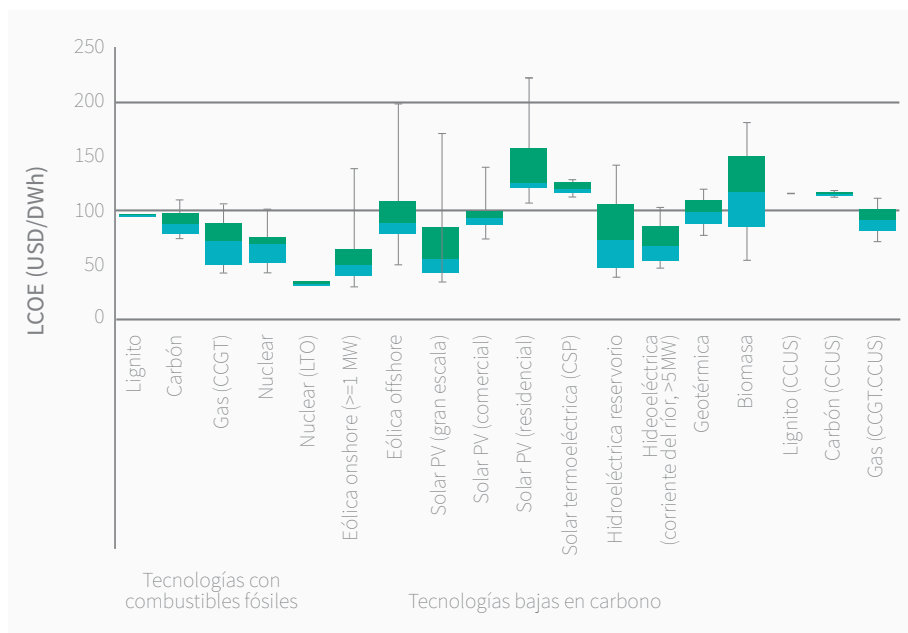
Fuente: IRENA (2021).
Elaboración: GRT del Osinergmin.

Por otro lado, la International Energy Agency (IEA, 2020), utilizando data de 24 países, calculó el LCOE de diferentes tecnologías de generación eléctrica para el 2025 (utilizó una tasa de descuento del 7% para descontar los valores hasta el 2020), lo que dio como resultado los valores máximo, mínimo y promedio del LCOE por tipo de tecnología (ver gráfico 29).

Con los costos de emisión moderados asumidos de USD 30/tCO₂, el IEA (2020) encontró que los RER son muy competitivos, en términos de costos, respecto de la generación con combustibles fósiles y gas natural. Particularmente, la energía eólica *onshore* tendría los costos nivelados más bajos de generación eléctrica para el 2025.

Aparte, la energía solar fotovoltaica tendrá costos competitivos si es generada a gran escala y bajo condiciones climáticas favorables. La generación hidroeléctrica y la generación a ciclo combinado de gas seguirán siendo competitivas, aunque el costo nivelado de este último depende del precio del gas natural de cada país y del nivel de emisiones de CO2. Esto último es relevante en el escenario del calentamiento global.

Gráfico 29. Costo nivelado de energía (LCOE) por tecnología



Fuente: IEA (2020).

En el Perú, durante el 2014-2015, se realizó la última subasta RER. Las plantas de generación RER existentes en el SEIN fueron implementadas con base en cuatro subastas en la que los precios resultantes presentaron un fuerte comportamiento a la fuerte disminución, lográndose hasta el 50 % en siete años, tal como se puede observar en el gráfico siguiente.

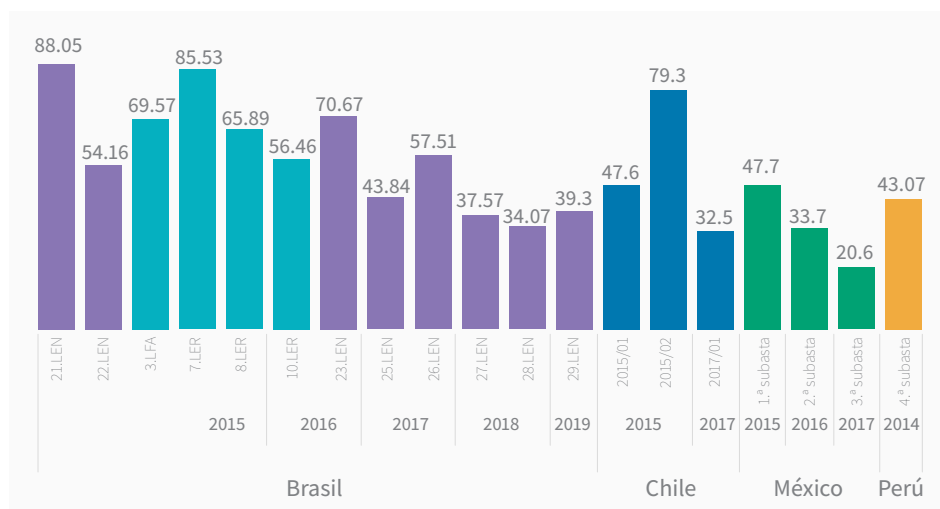
Gráfico 30. Evolución de los precios de las energías renovables en el Perú



Fuente: Osinermin.

En la región, también el precio medio de adquisición de tecnologías de RER (adquisición RER) ha disminuido considerablemente, como se muestra en el gráfico 31. Así, por ejemplo, Brasil, en la subasta 28LEN del 2018 logró un precio medio de adquisición RER de 34.07 USD/MWh; en tanto Chile, después de un elevado precio medio en la segunda subasta del 2015, obtuvo en el 2017, en la adquisición RER, un precio medio de 32.5 USD/MWh. México, por su parte, presenta los más bajos precios medios de adquisición RER, según el BID (2019): esto se debió a las enormes cantidades de energía subastadas y a la existencia de objetivos concretos de RER a largo plazo, lo que brindó el atractivo suficiente para atraer el interés de gran cantidad de inversionistas.

Gráfico 31. Precio medio de subastas RER por país (USD/MWh)



Fuente: BID (2019).

En las últimas subastas realizadas en el 2021, Colombia obtuvo un precio medio de 35.34 USD/MWh de adquisición RER. Por su parte, en España, la oferta mínima para generación fotovoltaica fue 28.20 USD/MWh y para la generación eólica el precio mínimo fue 32.24 USD/MWh. En el caso de Chile, el precio de 13.32 USD/MWh estableció el récord mundial de la oferta más baja para generación fotovoltaica.

Tabla 13. Precios de subasta RER del 2021

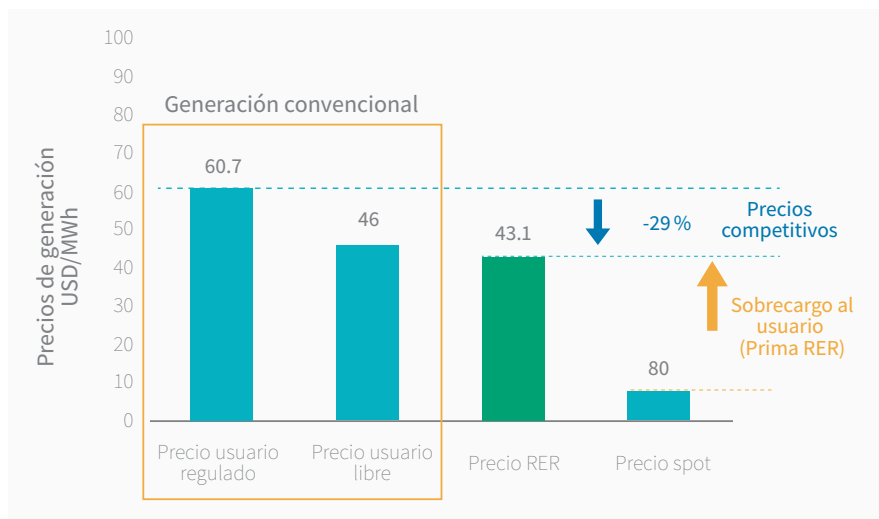
País	Precio	Tecnología	USD/MWh
Colombia	Precio promedio	-	35.34
España	Precio mínimo	Fotovoltaica	28.20
	Precio máximo	Fotovoltaica	42.62
	Precio mínimo	Eólica	32.24
	Precio máximo	Eólica	42.62
Chile	Precio mínimo*	Fotovoltaica	13.32

Elaboración propia.

(*) Oferta más baja presentada en todo el mundo.

Por otro lado, en el Perú, la competitividad de la energía RER respecto de la electricidad generada con fuentes convencionales es clara a partir de la cuarta subasta. Tal como se muestra en el siguiente gráfico, el precio promedio ponderado se sitúa por debajo de los precios resultantes de las licitaciones a largo plazo o los precios regulados para las energías generadas con fuentes convencionales.

Gráfico 32. Competitividad de las energías renovables



Fuente: Osinermin (2019).

De la información analizada, tanto a nivel global como a nivel país, se puede concluir que, además de la abundancia de recursos renovables en el Perú y la región, los precios de estas tecnologías son altamente competitivos frente a los precios de electricidad generada con fuentes convencionales; aparte no se toma en cuenta el costo de las externalidades negativas de utilizar combustibles fósiles ni la presencia de subsidios significativos.

Asimismo, considerando que las subastas RER del Perú siempre han sido una de las más competitivas a nivel global, de haber continuado su desarrollo, dado que la última se realizó en el año 2015, los precios resultantes hoy en día, probablemente, serían próximos a los obtenidos en Chile o Colombia, dado que el potencial renovable del Perú, tal como se ha descrito, es abundante en todas las tecnologías y con recursos que se encuentran entre los mejores de la región y el mundo.

4.4 Complementariedad del gas natural y energías renovables

Según Srueda (2019), la transición a la generación de energía con recursos renovables variables supone varios desafíos al actual diseño del mercado eléctrico. Debido a la intermitencia, es necesario contar con una fuente de energía firme y de rápida respuesta, y esta fuente puede ser el gas natural, por el momento. Además, la intermitencia de las renovables, como la solar o eólica, crearán una externalidad negativa al gas natural debido a que la disminución del tiempo de uso del gas natural provocará incrementos en los costos de explotación. Asimismo, es necesario contar un *software* de mercado de última generación para operar un sistema con una elevada participación de RER intermitentes.

De acuerdo con Energía Estratégica (2020), el gas natural como un combustible de transición seguirá siendo un combustible fundamental en la generación de energía tendiente a cero-carbono. Mirando al futuro, se prevé que el gas natural se seguirá usando en el sector eléctrico, tanto para la generación centralizada de energía, como para la generación distribuida y gestión de la demanda. El uso del gas natural será intensivo en el sector residencial, comercial, industrial y en el de transporte. Todos serán beneficiarios de las innovaciones que se produzcan en la producción de gas natural. Además, la flexibilidad de este combustible ayudará a la integración de las energías renovables a la red y contribuirá a la equilibrar su intermitencia; es decir, el gas natural ayudará a tener una mayor participación de las energías renovables en el sector eléctrico.

Según Díaz (2020), durante los próximos diez años, el gas natural seguirá cumpliendo un rol fundamental en la generación de energía, principalmente para la gestión de la intermitencia de las renovables, con viento y sol, y para brindar flexibilidad y confiabilidad al sistema eléctrico.

Para Primagas (s. f.), en la actualidad, son las energías renovables las que complementan la generación de energía con gas natural y no al revés; esta situación, sin embargo, cambiará con el gas natural sirviendo como soporte para manejar la intermitencia de las RER. La combinación de las energías renovables con el gas natural tiene varias ventajas, pues reduce el consumo de energía y la dependencia energética, además de que el costo de accesibilidad es menor y se reducen las emisiones de dióxido de carbono.

Según ENEL (2021):

La mayor penetración de energía renovable variable requiere administrar la gestión de los picos de demanda, a través de la gestión activa de la demanda, utilizando como respaldo la flexibilidad del gas y aumentando la participación de tecnologías de almacenamiento. En particular las baterías y generación hidroeléctrica. (p. 13)

La mayor participación de las energías renovables variables hace necesaria la implementación de políticas que establezcan nuevos marcos legales y regulatorios, que incentiven las inversiones en redes, que implementen el almacenamiento de energía y que promuevan las interconexiones regionales.

Para IRENA (2014), el rápido incremento en el consumo y producción de gas natural ha tenido un impacto negativo en el despliegue de las energías renovables. Además, los contratos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés) son inflexibles y no promueven el desarrollo de los RER; para incrementar su flexibilidad, la IRENA señala lo siguiente:

Los contratos de PPA podrían basarse en cuotas para el suministro de energía en un promedio de tres años, mientras que la creación de capacidad para equipar a los bancos locales para la evaluación de riesgos tecnológicos podría ayudar a facilitar el financiamiento de energías renovables. (2014, p. 15)

Se debe lograr la complementariedad del gas con los RER. Hemos comenzado con el soporte que dan las centrales térmicas en operación para respaldar cualquier dificultad que se presente con la operación de las plantas solares o eólicas. De acuerdo con los estudios técnicos realizados, no hay ningún inconveniente en avanzar desde un 5 % hasta un 20 % del despacho con energía solar y eólica. Este porcentaje puede incrementarse gradualmente con diferentes opciones. Por ejemplo, se podría desarrollar un conjunto de pequeñas centrales hidroeléctricas a partir de la formación de una cadena de lagunas artificiales. El agua de los ríos con caudal todo el año puede ser bombeada con la energía solar y eólica a zonas altas, montañas con roca dura, donde se formarían lagunas artificiales para que sirvieran de respaldo y puedan operar de noche. Asimismo, es posible desarrollar sistemas de almacenamiento de energía, como las baterías, y otras fuentes RER no intermitentes, como la geotermia o la bioenergía. El gas va a ser un recurso más costoso con el tiempo, en especial por el previsible agotamiento de las reservas del lote 88 —que gozan de un precio regulado— y la necesidad de usar gas de otros lotes, que tienen precio internacional. Por último, al ritmo actual de consumo, tenemos para veintidós años.

5.

Lineamientos para el desarrollo futuro de la electricidad

Considerando que la potencia técnica RER aprovechable en el país es 17 veces la máxima demanda actual del SEIN; que la cantidad de años aprovechable del gas natural de Camisea es solo de 22 a 24 años (según el ratio R/P); que los recientes precios competitivos de las energías renovables en la región son la tercera parte del precio de la electricidad generada con gas natural; que la complementariedad y la sinergia que pueden crearse entre el gas natural y los RER, y que la composición actual de la producción de electricidad es 55 % hidroeléctrico, 34 % con gas natural y 10 % con RER (pequeñas hidroeléctricas, solares, eólicas y de biomasa); entonces, se puede afirmar que el escenario futuro ideal del mercado eléctrico peruano tendrá base en el desarrollo de las energías renovables, con el gas natural orientado principalmente a la masificación de su uso en hogares urbanos y como GNV para el transporte, y con una matriz eléctrica que podría migrar, por un lado, hacia un sistema eléctrico más flexible, con incentivos regulatorios apropiados para que las centrales a gas natural existentes puedan adecuarse a los requerimientos de flexibilidad, y por otro, con una mayor y significativa penetración de los RER dada la cantidad del potencial, la alta calidad de los RER y la competitividad de sus precios.

Este escenario futuro ideal, que cumple con todas las exigencias actuales de todo sistema eléctrico en cuanto a que sea asequible, confiable y amigable con el medio ambiente, se basa en una mayor penetración de RER, orientación del gas natural hacia la masificación de uso en los hogares urbanos y en el transporte (conocido como GNV), y la creación de señales regulatorias para que las plantas de generación con gas natural existentes se adecúen a los requerimientos de flexibilidad del sistema eléctrico. Y es completamente factible dado que uno de los efectos de la pandemia del COVID-19 nos ha demostrado que el SEIN puede operar por largos periodos, perfectamente, con base en renovables.

Su implementación requerirá un conjunto de lineamientos que deberán considerarse en la política energética del país. Para implementar el escenario ideal, se recomiendan los siguientes lineamientos, que deben ser considerados en la formulación de la hoja de ruta para el desarrollo futuro del sector eléctrico del Perú.

5.1 Lineamientos para una hoja de ruta

Definición de una política energética a largo plazo

En vista de que la Política Energética Nacional al 2040, aprobada mediante el D. S. n.º 064-2010-EM se encuentra incompleta, es indispensable validar y actualizar sus alcances, pero en la construcción de la visión, objetivos, acciones y metas al 2040 y 2050 del escenario ideal del futuro energético del país, hacia un crecimiento con menores emisiones. Esto deberá ser un proceso coordinado del Minem con el organismo regulador de energía, como responsable de formular la política energética del país y como responsable de la regulación del sector energía respectivamente.

Una vez definidos los objetivos y las metas a largo plazo, se deberá socializarlos con los agentes del sector con la finalidad de buscar consensos no solo en los aspectos técnicos y tarifarios, sino también en relevar los beneficios económicos, sociales y ambientales que el escenario ideal implicará para los consumidores de energía eléctrica, los generadores, los titulares de la red y la sociedad en general.

Creación de un mercado de servicios auxiliares

La gestión de las reservas operativas actuales requiere del diseño e implementación de un mercado de servicios auxiliares que permita dar señales regulatorias adecuadas para que las plantas de generación, fundamentalmente de gas natural, se adecúen a las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico nacional; para ello, se recomienda considerar lo siguiente:

- El mercado de reservas operativas debe integrarse en un mercado de energía del día anterior mediante una vinculación financiera.
- Los productos del mercado de servicios auxiliares deben considerar la frecuencia secundaria ascendente, frecuencia secundaria descendente, la reserva rotante (SPIN) y la reserva complementaria.
- El mercado de servicios auxiliares deberá formar parte de la optimización del mercado energético del día anterior y del tiempo real a efectos de considerar en las transacciones la reserva operativa necesaria.
- Las reservas operativas serán determinadas por el COES y aprobadas por el regulador de energía.

Implementación de un mercado de energía del día anterior

La gestión del mercado a corto plazo, que opera en tiempo real basado en costos, con procesos de programación sin vinculación financiera y sin los costos asociados a un mercado de servicios auxiliares, requiere de un mercado de energía vinculante de la operación en tiempo real con los procesos de programación previos y los servicios auxiliares.

El mercado del día anterior de precios marginales nodales vinculante, desde el punto de vista financiero, deberá optimizar la adquisición de energía y de reservas operativas correspondientes.

Este mercado a corto plazo debe estar diseñado no solo para permitir la participación de los generadores de energía, sino también de los consumidores libres y de las empresas de distribución. La optimización de la energía y de las reservas operativas obliga a que el mercado de energía del día anterior y el mercado de reservas operativas deban implementarse de manera conjunta, permitiendo que el mercado brinde las señales apropiadas para fomentar la flexibilidad del sistema eléctrico.

Rediseño del mercado de contratos de energía a largo plazo

Los actuales mecanismos basados en contratos a largo plazo —que no han permitido la participación activa de agentes del lado de la demanda y tampoco han fomentado una verdadera competencia— requieren la implementación de un mercado líquido a plazo no solo para garantizar la adecuación de los recursos energéticos a largo plazo —tanto para las energías convencionales, como para los recursos energéticos renovables—, sino también para permitir la participación de los consumidores libre y empresas de distribución.

La demanda conformada por los clientes libres y los distribuidores sería partícipe de la contratación de energía a largo plazo, resultante de una licitación centralizada, en forma proporcional a su demanda. Los parámetros de las subastas y la participación de la demanda deberán ser establecidos por el regulador de energía, considerando que el riesgo de cantidad de energía a producir sea asignada a los generadores de electricidad, los que pueden compartir el riesgo con otras partes en condiciones financieras mutuamente beneficiosas. El desarrollo y conducción de la subasta debería ser efectuada por el regulador mientras el COES no sea transformado en un operador independiente del sistema.

Transformación del COES en un operador independiente del sistema

La transformación institucional del COES en un operador independiente del sistema es indispensable para el desarrollo del escenario ideal, ya que es la única manera de garantizar una actuación imparcial en la operación del SEIN y de permitir el ingreso de nuevos competidores y pequeños agentes.

Supervisión del funcionamiento del mercado eléctrico

Frente a la falta de reglas para acotar los comportamientos de los participantes del mercado y la falta de supervisión del comportamiento del mercado, es indispensable implementar la supervisión del funcionamiento del mercado eléctrico para identificar de forma oportuna aquellos comportamientos que afectan de forma adversa la libre competencia y la eficiencia del mercado.

La responsabilidad deberá recaer en el regulador de energía, que deberá monitorear de forma independiente el mercado, elaborar informes e identificar posibles fallas en el mercado; por ejemplo, potencial ejercicio de poder de mercado.



Foto: Andina.

5.2 Tareas pendientes

Con la pandemia del COVID-19, y la posterior guerra entre Rusia y Ucrania, se ha evidenciado la urgencia de mejoras institucionales y de gestión. Hay la mayor pérdida de vidas de nuestra historia republicana, pérdida de trabajos, crisis sanitaria y económica. Además, vivimos una crisis energética global, que puede llevar el barril de petróleo a más de USD 100 y que produce efectos como, por ejemplo, el racionamiento energético que China sufre y las consecuentes dificultades que afectan en cadena al mundo entero. Podemos lograr un escudo de defensa de la economía de las familias, cautelar el bienestar básico y, al mismo tiempo, defender el sistema productivo y la credibilidad de nuestra economía. Hay que rescatar la economía familiar con servicios cada vez más eficientes y económicos. El gas natural ayuda mucho al presupuesto familiar urbano. Tenemos el lote 88 con precios regulados del gas metano para el consumo interno muy por debajo de los precios internacionales. En los hogares, se ahorra más de la mitad del precio por usar gas natural en lugar del balón de GLP; además, las familias que usan gas natural ahorran 70 % respecto al consumo de electricidad. En el transporte, el mayor uso de un combustible más barato y limpio, como el gas natural, puede mitigar la necesidad del uso de subsidios para la operación de un transporte menos caótico y que cumpla las normas de bioseguridad.

Más de un millón de hogares ya están conectados, lo cual permite llevar los beneficios del gas natural a más de seis millones de peruanos. No podemos desaprovechar la ventaja nacional de contar con un combustible mucho más económico y menos contaminante que el diésel (el combustible más usado en el Perú) para diversificar la matriz en favor de nuestra gente. Necesitamos crecer contaminando menos. En el transporte, en lugar de subsidiar el diésel, manteniendo una flota vieja, se debe impulsar una renovación del parque vehicular con vehículos menos contaminantes, sobre todo, considerando que Lima es la segunda ciudad más contaminada de América Latina, lo que impacta directamente en la salud de las personas. Según el Balance Nacional de Energía (Minem, s. f.), la mayor cantidad de emisiones de CO₂ las produce el diésel utilizado principalmente por buses y camiones. La contaminación ambiental en Lima es generada en un 70 % por el parque vehicular obsoleto y por el uso excesivo del diésel, uno de los combustibles mayoritariamente importado y más contaminante. En cambio, el gas natural emite, respecto del diésel, hasta 99 % menos de material particulado y 30 % menos de CO₂.

Es hora de sacar adelante nuestra transición energética eficiente: una combinación de gas natural en hogares, transporte e industria, y más energías renovables alternativas en el mercado eléctrico, con el fin de lograr un crecimiento sostenible con menores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y menor contaminación. Podemos lograr un estimado de doscientas mil conexiones

domiciliarias por año, abastecidas por un barco metanero de menor tamaño que abastezca nuestros principales puertos. Debemos renovar el parque automotor, con un bono del chatarreo, financiamiento de unidades nuevas con las tasas más competitivas; tener grifos de GNV en toda la carretera Panamericana y estaciones de recarga, buses y camiones con gas natural licuefactado, para largas distancias, entre otras medidas. La crisis es una brillante oportunidad para ampliar el radio de acción de la diversificación del mercado de energía, mejorar la calidad de vida de los peruanos y no retroceder en lo avanzado.

Un tema crítico adicional es la capacidad de invertir los beneficios temporales de Camisea. Se dice que el Estado no participa de manera significativa. Sin embargo, lo cierto es que el Estado recibe el 55 % de los ingresos de Camisea provenientes de la explotación del lote 88, a través de impuestos, canon y regalías. El problema es que el Estado no aprovecha estos recursos como corresponde: en el 2019, tales recursos sumaron S/ 40,000 millones y solo Cusco recibió más de S/ 20,000 millones hasta ese año. Sin embargo, solo el 20 % de las obras en las que se invirtió parte de lo recibido ha terminado satisfactoriamente. Actualmente, existen 666 proyectos financiados o cofinanciados por los recursos provenientes de Camisea, que están paralizados (Infobras de la Contraloría General de la República), y una buena parte debido a actos de corrupción o falta de capacidad de gestión. Podemos concluir, entonces, que un problema gravitante es el deficiente aprovechamiento de los recursos por parte del Estado. En el contrato del lote 88, se puede realizar algunos ajustes, sin afectar la retribución del contratista.⁹ El transporte y los hogares pueden compartir el beneficio de un menor precio, que hoy se tiene destinado solo para uso eléctrico del gas natural en el mercado interno.¹⁰

El nuevo gobierno, de Dina Boluarte, en la presentación de su primer gabinete, anunció que se retomaría el proyecto Gasoducto Sur Peruano, que no es un proyecto económicamente viable, al menos actualmente, por su dimensión muy superior a la del mercado del sur peruano. No tiene sentido insistir en que la petroquímica se tiene que hacer en el sur, no existe proyecto. Recordemos que el desarrollo del *shale oil* y el *shale gas*, en Estados Unidos, sumado a algunos errores internos acabaron con los proyectos petroquímicos de ese entonces. Por ejemplo, el proyecto petroquímico de urea de CF Industries (CFI) en el 2008. Hoy, tenemos la oportunidad de hacer por lo menos un proyecto petroquímico sin que el Estado invierta un sol. Tenemos gas, tenemos sistema de transporte, central, distribución y precio competitivo. Si volvemos con el discurso de la petroquímica en el sur, no tendremos urea ni nitrato de amonio, y otra vez dejaremos pasar la oportunidad de

9 | La fórmula renegociada en agosto del 2006, de ajustes del precio del gas del lote 88, es la siguiente: Ind1 y Ind2 son los promedios aritméticos del índice Oil Field and Gas Field Machinery (WPS1191) y del índice Fuels and Related Products and Power (WPU 05), publicados por el Department of Labor-USA. Los factores del denominador señalados con el subíndice "0", son fijos y corresponden al promedio de los índices respectivos del periodo base (diciembre 1999-noviembre 2000), mientras los factores del numerador señalados con el subíndice "i" son móviles y corresponden al promedio de los índices de doce meses anteriores a la fecha de cálculo. La actualización de precios máximos en boca de pozo se hace el primer día de cada año.

10 | El gas natural se valoriza con una fórmula indexada a un indicador del precio del petróleo en Estados Unidos, como el Henry Hub.

industrializar el gas, lo que significará una vez más la pérdida de la oportunidad de obtener un ingreso seis veces mayor que el reportado por la venta del gas como materia prima.

En el año 2017, mediante el Decreto de Urgencia n.º 001-2017, el Estado intervino para asumir voluntariosamente el “control” de los bienes del Proyecto Gasoducto Sur Peruano. Al respecto, el problema de fondo es que se intervino para tomar la posesión de los bienes del mencionado proyecto, sin título habilitante, cuando debió pedirse la administración judicial de los bienes. En el Acta de Entrega de Bienes del 2017, los representantes del Consorcio GSP (conformado por Odebrecht, Enagás y Graña y Montero) y los representantes del Minem-DGH establecieron que la entrega era por la posesión de los bienes y no por la propiedad. Con este acuerdo, se originó la figura de que el Estado cuida y mantiene los bienes de empresas privadas y no puede entregar a un tercero estos bienes porque no puede disponer de la propiedad de otro. Esto debe ser investigado por la Contraloría General de la República. Al parecer, este criterio, se ha mantenido en el Minem-DGH hasta la fecha con la esperanza de ganar el arbitraje internacional de Enagás y, posteriormente, pedirles la devolución de los USD 300 millones gastados en la custodia y mantenimiento. Sin embargo, ¿qué pasará si el Estado pierde el arbitraje? Si ello ocurriera, entonces el Estado perderá los USD 300 millones, y seguro, recién se investigará a los responsables.

El Proyecto GSP no es la única salida para entregar gas natural al Nodo Energético del Sur. Se puede extender el gasoducto de Ica, que está en un 90 % subutilizado: sería una solución de transporte más económica para reducir los precios de la electricidad; esto, sin perjuicio de la tarea pendiente de hacer la redundancia de 200 kilómetros de gasoducto en la selva, por seguridad energética y para no depender de un solo tubo.

5.3 Conclusiones y recomendaciones

- El Perú debe avanzar hacia una transición energética eficiente. Chile ha avanzado mucho con la energía solar; Brasil, con la bioenergía; Colombia, con la hidroelectricidad; Costa Rica, con la generación eólica y solar; México, con la eficiencia energética. Estos países avanzaron de forma significativa en diversificar su matriz energética, pero la región sigue teniendo una fuerte dependencia a las energías fósiles. El Perú fue un pionero con el marco promotor de energías renovables, pero su progreso fue modesto. Pese a que existe potencial para su desarrollo, la participación de la energía eólica y solar representa el 4 % y el 1 % de la producción eléctrica total respectivamente.

El Perú debe hacer su mayor esfuerzo para alcanzar no menos del 20 % de participación de la energía solar y eólica en la matriz eléctrica al año 2030.

- ¿Qué hacer para corregir los errores y construir una política de Estado? En el mercado eléctrico, utilizar más el sol y el viento, aprovechando el soporte de la infraestructura térmica gasífera. En el transporte y los hogares urbanos, en tanto avanza la infraestructura necesaria para la electromovilidad y la generación distribuida, usar el hidrocarburo menos contaminante y más económico: el gas natural. Se debe tener una política de Estado decidida en cuanto a diversificar la matriz energética en defensa de las mayorías, su economía, la gobernabilidad del país y su capacidad de respuesta frente al cambio climático. Es necesario actuar pronto.
- Respecto al gas natural, no podemos desaprovechar la ventaja nacional de contar con un combustible mucho más económico que el diésel y menos contaminante para diversificar la matriz energética en favor de nuestra gente. Necesitamos crecer contaminando menos. El gas natural ha tenido un impacto positivo reduciendo el uso de combustibles fósiles más contaminantes y bajando el costo de las tarifas eléctricas. El gas natural puede ser empleado como un combustible que complemente los RER y ayude a superar los problemas de intermitencia. El precio más económico del gas natural para el uso eléctrico en el mercado interno debe ser revisado y extendido a los hogares y el transporte.
- La transición energética debe apostar por las tecnologías RER en tanto estas cuentan ahora con tarifas competitivas y nos ayudan a reducir la emisión de GEI. La pandemia ha demostrado que se puede cubrir la demanda de actividades esenciales solo con fuentes renovables. Para ello, es necesario implementar un equipo multidisciplinario que optimice la hoja de ruta, con la participación del sector privado y la Academia, y plantear metas a corto, mediano y largo plazo. Es importante desarrollar la política de Estado sobre el hidrógeno verde.

- Se debe mantener los esfuerzos por masificar el uso del gas. Destinar recursos del FISE para el desarrollo de la infraestructura necesaria en dos grupos de regiones: el primero en Ayacucho, Ucayali y Cusco; el segundo en Puno, Junín, Huancavelica y Abancay. El canon del Cusco puede financiar un gasoducto oriental de doce a veinte pulgadas, suficiente para atender la demanda. Además, se debe ampliar la cobertura y mejorar los programas de gas natural del FISE (BonoGas y Ahorro GNV) y construir redes de distribución en las regiones de Arequipa, Tacna, Moquegua, Lambayeque, La Libertad, Piura, Áncash y Cajamarca.

- Debe aprobarse la creación de un mecanismo de compensación o tarifa estampilla. Esta medida permitiría establecer una tarifa única del gas natural a nivel nacional para todos los usuarios, con el propósito de reducir la facturación en las regiones, igualándola a la de Lima e Ica; de esta manera, se pagaría un precio único por este recurso en todo el país.

- Otras medidas para la masificación pueden incluir la extensión del gasoducto que llega de Ica hasta Arequipa, Moquegua y Tacna a un costo menor que el proyecto de Gasoducto Sur Peruano, envuelto en un proceso legal de imprevisible duración (además, su dimensión y capacidad ociosa exceden la demanda del sur peruano); asimismo, llevar el programa BonoGas a más hogares, comedores populares, ollas comunes, hospitales, albergues y otras instituciones de índole social, así como a emprendimientos y pequeños comercios como restaurantes, lavanderías, panaderías, entre otros. Ampliar y mejorar el programa Ahorro GNV y chatarreo, para impulsar la conversión del transporte público y privado para que en estos se use al gas natural, incluido el transporte de pasajeros, de mercancías y de carga pesada. Para ello, los programas del FISE deberán abarcar todas las regiones (actualmente, llegan a Lima, Callao e Ica) con el propósito de descentralizar el gas natural en beneficio de toda la población.

- El Estado puede entrar con Petroperú, donde todavía no hay mercados competitivos o demanda suficiente, como ocurre en las ciudades de la sierra central. En las grandes ciudades, el Estado puede concesionar la infraestructura y servicios, tal como lo ha venido haciendo. Se debe llegar a un acuerdo y hacer realidad la inversión en facilidades para recarga de GNL a un barco metanero de menor tamaño en las instalaciones portuarias de Melchorita, con el fin de llevar este combustible hasta los principales puertos del país.

Bibliografía

Banco Interamericano de Desarrollo – BID. (2012). *Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación*.

<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Resumen%20Ejecutivo%20NUMES.pdf>

Banco Interamericano de Desarrollo – BID. (2019). *Subastas de energía limpia en América Latina*.

<https://publications.iadb.org/es/subastas-de-energia-limpia-en-america-latina>

British Petroleum. (2021). *Statistical Review of World Energy*.

<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Camisea deja al Estado el 65% de sus ingresos, dice la SNMPE ante “amenaza” de nacionalización. (27 de setiembre del 2021). *La República*.

<https://larepublica.pe/economia/2021/09/27/camisea-deja-al-estado-el-65-de-sus-ingresos-dice-la-snmpe-ante-amenaza-de-nacionalizacion>

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES. (2019). *Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2021 – 2030*.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES. (2021). *Estadísticas Anuales*. <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>

Consortio Halcrow Group y OIST. (2011). *Atlas del potencial hidroeléctrico del Perú*.

<https://dokumen.tips/documents/01-atlas-texto-potencia-hidroelectrico.html?page=2>

Deloitte. (2021). *Hoja de ruta de transición energética en Perú. Un modelo energético sostenible para Perú al 2050*.

<https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/sostenibilidad/hoja-de-ruta-de-transicion-energetica/sesiones/Estudio%20Hoja%20de%20Ruta%20de%20Transici%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica%20en%20Per%C3%BA.pdf>

Enel. (2021). *Hoja de ruta de transición energética para el 2050*.

<https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/transicion-energetica-peru-2050.html>

Exministro de Hidrocarburos de Bolivia: “El que se diga nacionalización perturbó nuestra imagen en Europa y EE. UU.”. (28 de setiembre del 2021). *RPP Noticias*.
<https://rpp.pe/mundo/latinoamerica/exministro-de-hidrocarburos-de-bolivia-el-que-s-e-diga-nacionalizacion-perturbo-nuestra-imagen-en-europa-y-eeuu-noticia-1360005>

Gonzales, V. (s. f.). Estado de las energías renovables en el Perú. *CITE Energía*.
http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2021/01/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora_1.pdf

International Energy Agency-IEA. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity 2020*.

International Renewable Energy Agency – IRENA. (2014). *Renewables Readiness Assessment: Peru*.
<https://irena.org/publications/2014/Jun/Renewables-Readiness-Assessment-Peru>

International Renewable Energy Agency – IRENA. (2021). *Statistic Time Series*.
<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>

Kalppa. (Julio del 2021). *El rol de gas natural en la generación eléctrica* [Presentación en PowerPoint].
<https://www.cip.org.pe/publicaciones/2021/julio/portal/dia-21-jul-ing-irwin-frisancho-kallpa.pdf>

Masificación del gas natural en Ayacucho, Ucayali y Cusco iniciará este año y con recursos del FISE: Minem. (13 de noviembre del 2021). *Revista Energiminas*.
<https://energiminas.com/masificacion-del-gas-natural-en-ayacucho-ucayali-y-cusco-iniciara-este-ano-y-con-recursos-del-fise-minem/>

Minem firmó 4 convenios con Bolivia durante Gabinete Binacional para masificación del gas natural. (31 de octubre del 2021). *El Comercio*.
<https://elcomercio.pe/economia/peru/minem-firmo-4-convenios-con-bolivia-en-gabinete-binacional-para-masificacion-del-gas-natural-pedro-castillo-nndc-noticia/>

Ministerio de Energía y Minas – Minem. (2021). *Estadísticas eléctricas anuales*.
http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=638&idMenu=sub115&idCateg=350

Ministerio de Energía y Minas (s. f.). Balance Nacional de Energía.
<https://www.gob.pe/institucion/minem/colecciones/3209-balance-nacional-de-energia#:~:text=Estudio%20que%20brinda%20los%20resultados,en%20una%20unidad%20energ%C3%A9tica%20com%C3%BA>

Ministerio de Minas y Energía (2021). Presentación de resultados: Nueva Subasta de Energías Renovables de Colombia [Presentación en YouTube].
<https://www.youtube.com/watch?v=idJBquGqBRA>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin. (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anos-Camisea.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin. (2019). *Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin. (2020). *La industria del gas natural mirando al Bicentenario y perspectivas recientes*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-bicentenario.pdf

Perú firma acuerdo con Bolivia para masificar el gas cuando este país ya no cuenta con muchos recursos. (31 de octubre del 2021). *Gestión*.
<https://gestion.pe/economia/peru-firma-acuerdo-con-bolivia-para-masificar-el-gas-cuando-este-pais-ya-no-cuenta-con-muchos-recursos-gas-natural-noticia/>

Renewables Now (2021). *Bids for USD 13.32/MWh placed in Chile's 2021 power auction*.
<https://renewablesnow.com/news/bids-for-usd-1332mwh-placed-in-chiles-2021-power-auction-752516/>

Salazar, E. (3 de octubre de 2021). Las cláusulas controversiales del contrato Camisea y los actores de su posible renegociación. *Ojo Público*.
<https://ojo-publico.com/3068/las-clausulas-controversiales-en-la-renegociacion-de-camisea>

Tamayo, R. (Octubre del 2011). *Potencial de las energías renovables en el Perú* [Presentación en PowerPoint]. Ministerio de Energía y Minas.
<https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/SeminarioIntEFERP/Miercoles%205.10.2011/3.%20Potencial%20de%20Energias%20Renovables%20DGE-%20Roberto%20Tamayo.pdf>

Socios del Grupo Propuesta Ciudadana



Centro Ecuménico de Promoción y Acción Social Norte



Centro de Estudios para el Desarrollo y la Participación



Centro de Estudios para el Desarrollo Regional



Centro Peruano de Estudios Sociales



Centro de Investigación y Promoción del Campesinado



Centro de Investigación Social y Educación Popular

desco

Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo

998 342 992

contacto@propuestaciudadana.org.pe

www.propuestaciudadana.org.pe

Jr. María Parado de Bellido 150, Magdalena del Mar, Lima

@prop_ciudadana

grupopropuestaciudadana

Grupo Propuesta Ciudadana