Los desafíos de la generación de energía renovable no convencional EN EL PERÚ

MANUEL RUIZ*

Las fuentes de generación eléctrica renovable no convencional (RNC) son aquellas que utilizan fuentes de energía renovables y no incluyen las fuentes tradicionales. El presente artículo examina los desafíos que afrontaría el sector eléctrico peruano ante la entrada de más generación RNC eólica y solar.

* Especialista sénior, Departamento de Políticas Estructurales del BCRP
manuel.ruiz@bcrp.gob.pe

La fuente renovable tradicional para la generación de energía eléctrica es el agua, aprovechada por las centrales hidroeléctricas a gran escala. Otras fuentes renovables para generar energía son las llamadas no convencionales (RNC), como la energía solar, eólica y geotérmica. Si bien **estas fuentes de energía renovable contribuirían a diversificar la matriz energética y a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, una evaluación más completa también debe tener en cuenta su efecto sobre la confiabilidad del sistema eléctrico**, que es la capacidad del sistema de proveer electricidad a los usuarios de forma **continua** (Apostolopoulou y Poudineh, 2024). Esta definición incorpora tres aspectos que se explicarán a continuación: la **adecuación de recursos** de generación para servir a la demanda, la **seguridad en la transmisión** y la **flexibilidad** en el sistema eléctrico.

> Si bien estas fuentes de energía renovable contribuirían a diversificar la matriz energética y a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, **una evaluación más completa también debe tener en cuenta su efecto sobre la confiabilidad del sistema eléctrico.**

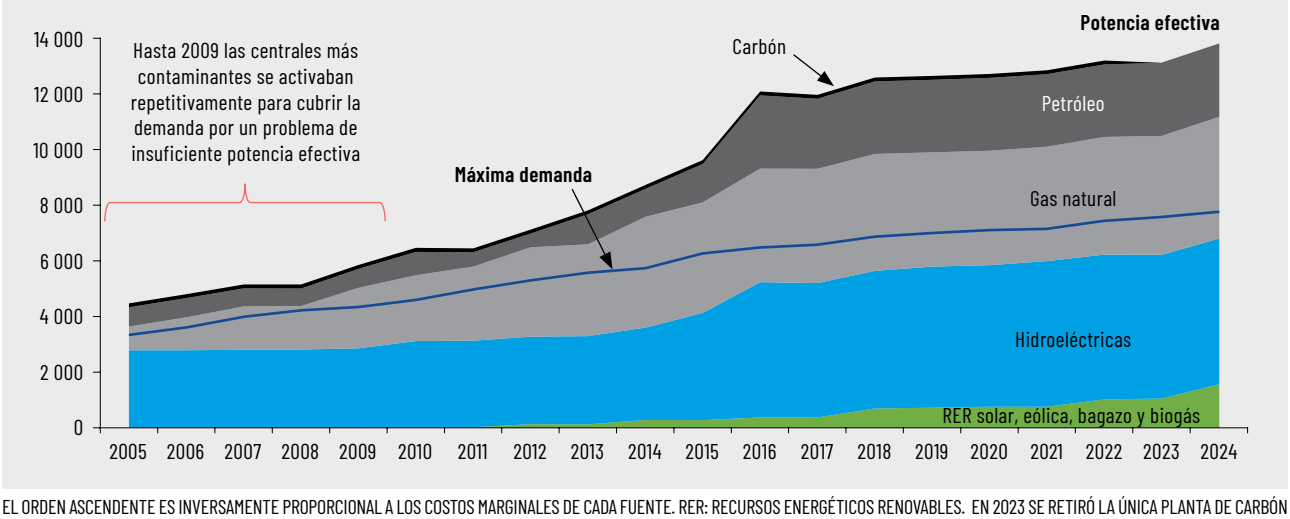
ADECUACIÓN DE RECURSOS

a. Potencia efectiva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en el Perú

De 2005 a 2024, **la máxima demanda en hora punta ha sido cubierta principalmente por centrales renovables y de gas natural**. Desde la segunda década de este siglo, la potencia efectiva ha venido superando con creces a la demanda[1]. El promedio de margen de reserva respecto a la máxima demanda en hora punta (HP) pasó de 31,4 por ciento (2005-2009) a 41,8 por ciento (2010-2015) y, luego, a 79,3 por ciento (2016-2024)[2].

De otro lado, **el parque generador se ha diversificado**. El índice de diversificación (ID) es la inversa del índice de Herfindhal-Hirschmann (HHI, por sus siglas en inglés) y tiene un rango de 1 a *N*, donde *N* es el número de fuentes de energía eléctrica empleadas para la potencia efectiva del SEIN

GRÁFICO 1 **Potencia efectiva del SEIN desagregada por fuente de energía eléctrica y máxima demanda (MW)**

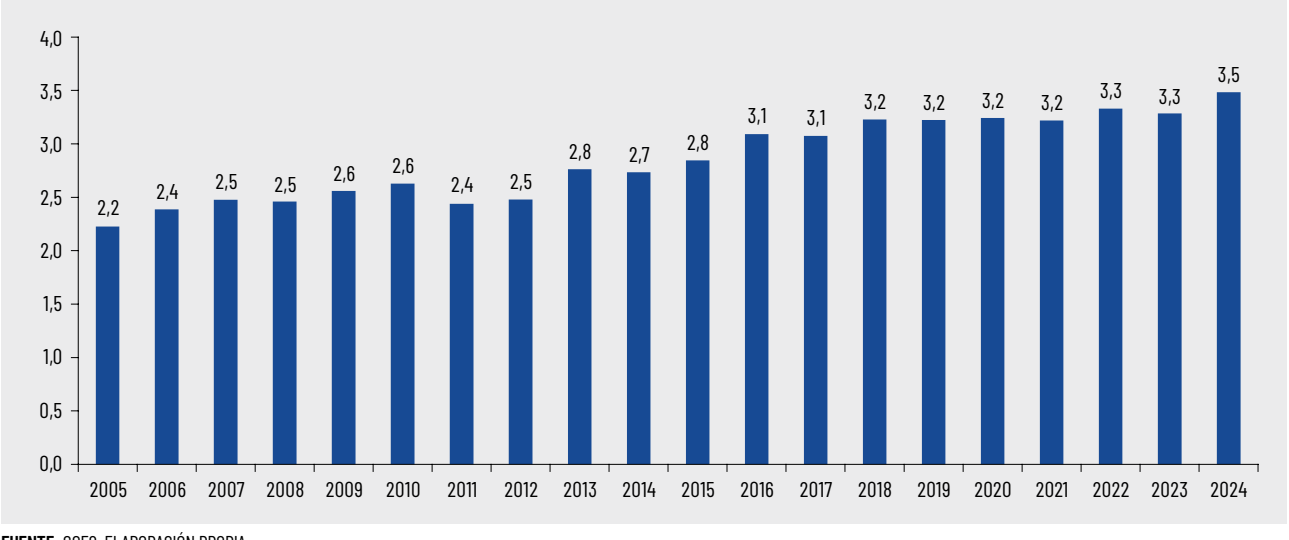


EL ORDEN ASCENDENTE ES INVERSAMENTE PROPORCIONAL A LOS COSTOS MARGINALES DE CADA FUENTE. RER: RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES. EN 2023 SE RETIRÓ LA ÚNICA PLANTA DE CARBÓN DE MENOS DE 150 MW.
FUENTE: COES. ELABORACIÓN PROPIA.

1 Las centrales más contaminantes se han activado coyunturalmente solo durante eventos específicos –determinados por el estiaje o por restricciones en las líneas de transmisión o en el ducto del gas de Camisea– que hicieron que el precio spot registre saltos, tales como los ocurridos a fines de 2022 y durante el tercer trimestre de 2023 debido al estiaje resultado del ciclón Yaku y el fenómeno El Niño Costero (FEN), respectivamente.

2 El margen de reserva respecto a la máxima demanda en hora fuera de punta (HFP) pasó a ser más relevante a partir de 2016, aunque en 2024 aún es mayor que 69 por ciento.

GRÁFICO 2 Índice de diversificación (ID) del SEIN



FUENTE: COES. ELABORACIÓN PROPIA.

en cada año. De 2005 a 2024, el ID pasó de 2,2 a 3,5[3].

En particular, si bien la mayoría de las empresas se especializan en una sola fuente de energía, en 2023, **7 empresas diversificaron su potencia efectiva con diferentes fuentes**, lo que puede tener como objetivo gestionar los riesgos de precio o cantidad de los mercados eléctricos[4]. Estas empresas representan más del 58 por ciento del total de la potencia efectiva del país; de ellas, las 3 más grandes, más del 47 por ciento.

Respecto a las empresas que diversifican sus fuentes de energía, cabe señalar que Engie Energía Perú (EEP), subsidiaria del Grupo ENGIE, a través de International Power S.A. posee el 61,8 por ciento del accionariado. Niagara Energy S.A.C. posee el

CUADRO 1 Participación de las empresas de generación eléctrica e índice de diversificación (ID): 2024

Empresa	RER (solar, eólica, bagazo y biogás)	Hidroeléctrica	Gas natural	Petróleo	Total	Part. (%)	ID
Engie	337	254	914	1 121	2 627	19,0	3,1
Orygen Perú	569	600	887	0	2 056	14,9	3,2
Kallpa Generación	0	593	1 218	0	1 811	13,1	1,8
Electroperú	0	905	0	17	923	6,7	1,0
Samay I	0	0	0	723	723	5,2	1,0
Fénix Power Perú	0	0	572	0	572	4,1	1,0
Empresa de Generación Huallaga	0	477	0	0	477	3,5	1,0
Enel Generación Piura	0	0	141	185	326	2,4	2,0
Egasa	0	178	0	47	225	1,6	1,5
Egesur	0	22	23	0	45	0,3	2,0
Otras	660	2 209	610	529	4 008	29,1	1,0
TOTAL	**1 566**	**5 238**	**4 365**	**2 623**	**13 792**	**100,0**	**3,5**

FUENTE: COES. ELABORACIÓN PROPIA. ELECTROPERÚ REPORTÓ UN ID DE 1,04 EN 2024.

3 N pasó de 3 a 6 fuentes: hidroeléctricas, térmicas a gas natural, térmicas a petróleo, solares, eólicas y finalmente bagazo y biogás. Las 3 primeras fuentes eran las correspondientes a 2005. El ID para el SEIN se calculó como $1/(\sum_{i=1}^{N} S_i^2)$, donde S_i es la participación de la capacidad de todas las centrales (MW) de una fuente i en la potencia efectiva total del SEIN (MW) del año respectivo. El ID para cada empresa de generación eléctrica se calculó como $1/(\sum_{i=1}^{N} s_i^2)$, donde s_i es la participación de la capacidad de todas las centrales (MW) de una fuente de la empresa en la potencia efectiva total de la empresa (MW) del año respectivo. Cabe indicar que este índice ignora aspectos como la diversificación geográfica.

4 Al respecto, Munier (2013) explica que los ingresos de las hidroeléctricas y de las centrales a petróleo están negativamente correlacionados: si el precio de petróleo es alto, los ingresos del primer tipo son altos y los del último son bajos, y viceversa. Así, las empresas reducen la volatilidad de sus beneficios al invertir en ambos tipos de centrales. Por su parte, Wolak (2021) indica que las grandes empresas diversifican para manejar mejor la variabilidad de su oferta, de modo que tienen una ventaja en costos respecto a aquellas empresas que no diversifican.

92,4 por ciento del accionariado de Orygen Perú (Ex Enel Generación Perú). Inkia América S.A.C. tiene el 74,9 por ciento de Kallpa Generación. Más del 95 por ciento de las acciones de Enel Generación Piura le pertenecen a Enel Perú S.A.C. Electroperú, Egasa y Egesur son empresas de propiedad estatal.

Por ende, el sector eléctrico peruano no tendría un riesgo de insuficiente potencia efectiva para cubrir la máxima demanda, al menos en el corto y mediano plazo. Por lo tanto, el desafío es asegurar una oferta adecuada para satisfacer a la demanda durante todas las horas del día (Wolak, 2021). Esto se debe a que factores climáticos afectan a la oferta de generación dependiendo del tipo de fuentes de energía eléctrica. En particular, la presencia de centrales hidroeléctricas y de centrales eólicas y solares (RNC) implica que la energía eléctrica producida puede disminuir fuertemente con respecto a la potencia o capacidad efectiva, debido a niveles severos de estiaje o a niveles muy bajos de energía solar o eólica. Cabe recordar que la luz solar y los vientos son fuentes de energía intermitentes.

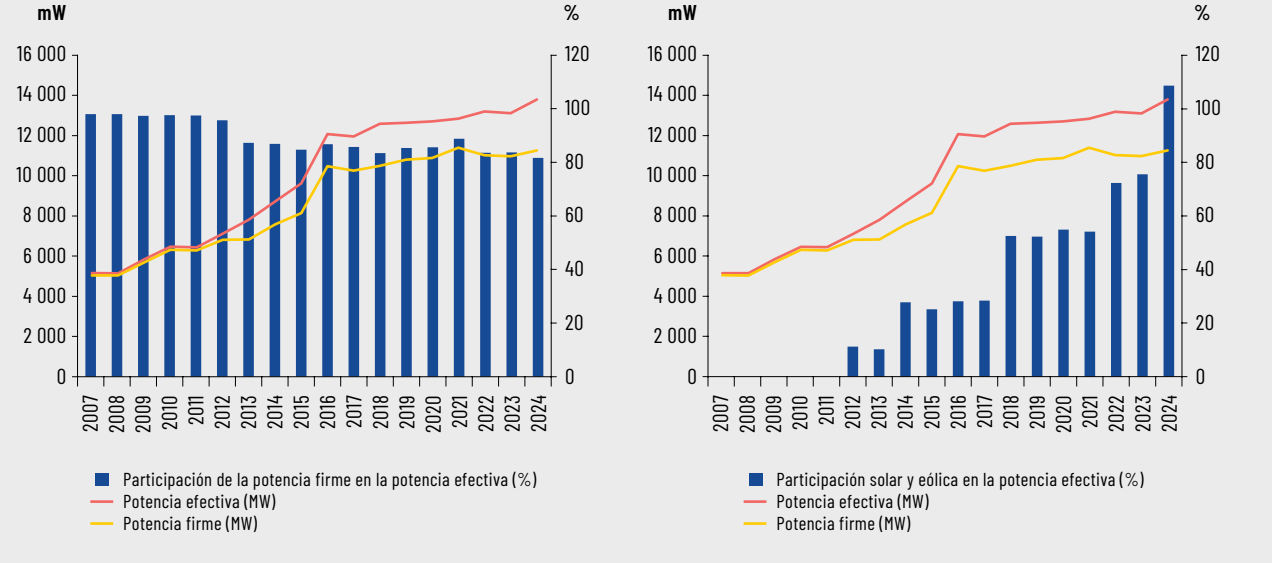
b. Adecuación de recursos: potencia firme en el Perú

La **potencia firme** es aquel nivel de potencia que una planta de generación eléctrica puede ofrecer con alta seguridad ante situaciones adversas. La diferencia entre potencia firme y potencia efectiva radica en el grado de certeza con el que una fuente o sistema puede entregar energía eléctrica, considerando las condiciones de operación y demanda. En dicho sentido, la potencia efectiva refleja el máximo teórico que una fuente puede generar, mientras que la potencia firme considera las restricciones prácticas y la seguridad del suministro en un sistema eléctrico. Por lo tanto, **el concepto relevante para la continuidad de la provisión del servicio eléctrico es la potencia firme**[5].

La entrada de centrales de generación de energía solar y eólica (RNC) ha reducido la potencia firme en relación con la potencia efectiva en el país. Hasta 2011, en el SEIN la potencia firme representaba más del 97 por ciento de la potencia efectiva (una diferencia de algo más de 100 MW). Con la entrada de centrales solares fotovoltaicas (en adelante, solares) y eólicas desde 2012, dicha participación cayó a 81,6 por ciento (una diferencia de casi 2 540 MW) en 2024, año en el que la potencia efectiva de estas centrales alcanzó una participación de 10,9 por ciento del total de la potencia efectiva del SEIN[6].

La creciente diferencia entre potencia efectiva y potencia firme del SEIN se debe a que las fuentes

GRÁFICO 3 **Participación de la potencia firme y participación de la potencia efectiva solar y eólica sobre la potencia efectiva del SEIN**



FUENTE: COES. ELABORACIÓN PROPIA.

5 Para revisar diferentes conceptos referidos al mercado eléctrico, se sugiere consultar los trabajos de Ruiz (2021) para los tipos de usuarios, Ruiz (2022) para las licitaciones de largo plazo en las tarifas eléctricas residenciales y Ruiz (2023) para el funcionamiento del mercado libre.

6 A pesar de que en 2019 recién se reconoció la potencia firme a las centrales solares y eólicas con la modificación del procedimiento técnico del COES para el cálculo de la potencia firme establecido por la Resolución del Consejo Directivo del OSINERGMIN N.º 144-2019-OS/CD, la diferencia entre la potencia efectiva del SEIN y la potencia firme del SEIN continuó creciendo.

de energía RNC tienen un nivel de potencia firme bajo, porque dependen de la disponibilidad de insumos que no pueden ser controlados por la empresa[7].

Los choques que afectan la disponibilidad de fuentes RNC tienen impacto sobre múltiples centrales, con posibles efectos sobre el sistema. Por ejemplo, si se instalan más plantas solares en la costa sur del país por sus condiciones favorables para estas centrales, la potencia firme del SEIN no necesariamente aumentará, de manera proporcional, la potencia efectiva de las nuevas plantas. Esto se debe a que la nubosidad puede bloquear la luz solar en múltiples centrales de la zona al mismo tiempo. Por tanto, esta condición ampliaría la brecha entre la potencia efectiva y la potencia firme.

La participación de la potencia firme en la potencia efectiva es mayor para las empresas de generación eléctrica[8] de gas natural (97 por ciento en promedio durante 2007-2024), seguida de aquellas que utilizan petróleo y carbón (83 por ciento) y las hidroeléctricas (77 por ciento). Las RNC de biogás y bagazo tienen una participación promedio de 76 por ciento (2010-2024, considerando el período desde que operan). Contando desde el año en que se les reconoció potencia firme, en el caso de las RNC eólicas la potencia firme representa el 49 por ciento de la efectiva (2019-2024), y en las solares, menos de 5 por ciento.

SEGURIDAD EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Actualmente, el sistema de transmisión peruano es robusto, es decir, capaz de absorber la entrada de nuevas plantas RNC (GET.transform y COES, 2023) y por tanto no existen riesgos sistémicos de congestión. Sin embargo, COES (2024) ha identificado algunas zonas puntuales donde potencialmente se podrían presentar congestión ligada a las RNC, mostradas en el Cuadro 2. Según OSINERGMIN (2017), la congestión es un evento en el que las líneas de transmisión han alcanzado su límite de capacidad de transporte de electricidad, lo que origina una generación eléctrica más costosa comparada a la situación sin congestión. Esto es, en ausencia de congestión, el precio *spot* en las diferentes barras del SEIN serían iguales. En este sentido, ante un incremento de la generación eléctrica en base RNC, sería conveniente que sea acompañado por una mayor inversión en líneas de transmisión para que la energía eléctrica llegue efectivamente a atender la demanda sin problemas de congestión. No obstante, cabe indicar que la congestión no es un problema originado exclusivamente por nuevas RNC.

La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, International Renewable Energy Agency) (2018) enfatiza que una entrada masiva de RNC tiene implicaciones en el tiempo de espera de las nuevas líneas de transmisión para reducir la congestión. Actualmente en el Perú, la construcción de las líneas de transmisión puede demorar de 5 a 6 años[9], lo que incluye los

CUADRO 2 **Capacidad de transmisión para cubrir la entrada de nuevas plantas renovables intermitentes**

Departamento/ zona	Tipo de renovable	Infraestructura de transmisión	MW asociados	Inversión (US$ MM)
Ica/Poroma	Eólicas	Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas	4 700	188
		SE "Hub" Poroma (segunda etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV		45
Piura/Pariñas	Eólicas	Enlace 500 kV Miguel Grau-Pariñas y SE Pariñas 500/220 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas	500	81
Arequipa/San José	Solares	SE "Hub" San José (segunda etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV	n.d.	40
Total				354

FUENTE: COES. ELABORACIÓN PROPIA.

7 Según Wolak (2021), es más difícil determinar la potencia firme de las plantas con fuentes renovables hidroeléctricas, solares o eólicas que la de las fuentes no renovables. Si bien hay hidroeléctricas que pueden almacenar agua en represas, este almacenamiento disminuiría drásticamente ante un estiaje severo.

8 Con más de 50 por ciento de potencia efectiva a partir del insumo correspondiente.

9 En EE. UU. tardan entre 8 y 10 años. Este problema fue resaltado en la conferencia organizado por el Dallas FED y el Kansas City FED como una traba para el desarrollo de las energías renovables. [Dallas FED & Kansas City FED (2024) Energy and Economy Conference: "*Meeting rising energy demand*"], resaltado por Erik Haug, vicepresidente de la compañía de energías renovables Apex Clean Energy.

trámites respectivos, mientras que, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (2023), la construcción de plantas eólicas en tierra demora en promedio entre 3 y 5 años (al menos 6 años para las eólicas en alta mar), y las solares, entre 8 y 14 meses. Es decir, las RNC solares y eólicas (en tierra) se construyen más rápido que las líneas de transmisión.

FLEXIBILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Las RNC representan nuevos desafíos a la flexibilidad en el SEIN. Según la IRENA (2018), la flexibilidad del sistema eléctrico se define como la capacidad de dicho sistema para administrar de manera confiable y rentable la variabilidad y la incertidumbre de la demanda y la oferta en todas las escalas de tiempo relevantes. Antes de las RNC, la principal fuente de variabilidad en el sector eléctrico dependía principalmente de la demanda de electricidad, intradiaria y estacional, y de choques de oferta que afectan a las plantas de generación y líneas de transmisión. Sin embargo, las RNC introducen niveles adicionales de variabilidad en su **carga neta**, es decir, en la diferencia entre la demanda de electricidad y la generación RNC, la cual debe equilibrarse con el resto de las plantas hidroeléctricas y térmicas. Entonces, cuanto mayor sea la generación RNC, mayor será la magnitud de los errores de pronóstico de la carga neta.

La fuerte entrada de RNC también pone en riesgo la **inercia** del sistema eléctrico, es decir, la capacidad instantánea del sistema de recuperarse de los desequilibrios instantáneos de la oferta y la demanda. Por su parte, la frecuencia eléctrica es una medida de cuantas veces por segundo la corriente alterna completa un ciclo. Si hay demasiada generación, la frecuencia tiende a subir. Si hay demasiada demanda, la frecuencia tiende a bajar. Este desbalance puede ser peligroso porque los equipos eléctricos y el sistema en general están diseñados para funcionar en un rango de frecuencia muy estrecho. Para garantizar la confiabilidad de las operaciones, la frecuencia se debe mantener en un intervalo estrecho alrededor de su valor nominal. En el Perú, este valor asciende a 60 hercios (Hz). Por lo tanto, a medida que crece la participación de las RNC, mayor deberá ser la **regulación de la frecuencia**, es decir, mayores serán las acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el SEIN. Las RNC no aportan inercia o regulación de frecuencia al SEIN, mientras que las fuentes convencionales sí lo hacen. Esto es, va a ser mayor la necesidad de complementar las RNC con mayor generación térmica o hidroeléctrica con potencia firme elevada, además de más inversiones en tecnologías de pronóstico modernas, y una mayor planificación por parte del COES.

La fuerte entrada de RNC también pone en riesgo la inercia del sistema eléctrico, **es decir, la capacidad instantánea del sistema de recuperarse de los desequilibrios instantáneos de la oferta y la demanda.**

En particular, cuando las RNC suministran más energía eléctrica de lo esperado y las generadoras térmicas no pueden reducir su producción en esa magnitud, ocurre una situación de sobregeneración que haría necesario desconectar la generación RNC. A este fenómeno se le denomina vertimiento (*curtailment*)[10], que se puede morigerar con mayores líneas de transmisión que permitan el uso de otras térmicas que sí puedan reducir su producción como lo esperado. La congestión en estas redes también puede generar vertimiento. Von Papp et al. (2023) sostienen que el vertimiento se origina en Chile, debido a que la red de líneas de transmisión no es capaz de soportar la producción total de la generación RNC. De otro lado, la escasez de **inercia** también produce vertimientos, que reducen el atractivo económico de las RNC y aumentan conforme la penetración de las RNC sea mayor[11].

10 Conforme a los datos del Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, en 2023, el vertimiento procedente de las fuentes renovables eólicas y solares ascendió a 2 667 GWh, por lo que se elevó a 5 642,5 GWh en 2024, es decir, un crecimiento del vertimiento de más de 110 por ciento.

11 La variación de la tasa de crecimiento de la carga neta (denominada rampa) es otro efecto de una participación considerable de las RNC. Por ejemplo, la carga neta se reduce rápidamente a medida que aumenta la generación RNC (rampa descendente). Además, las hidroeléctricas y térmicas necesitan variar su generación eléctrica más rápido y con mayor frecuencia de acuerdo con nuevas rampas. El vertimiento se ejecuta ante una rampa descendente, mientras que ante una rampa ascendente la energía eléctrica de las RNC se reduce considerablemente.

COMENTARIOS FINALES

El parque generador en el Perú ha logrado diversificar sus fuentes de energía eléctrica y la potencia efectiva del SEIN ha sido más que suficiente para evitar racionamiento eléctrico. No obstante, la generación renovable no convencional representa un desafío para la confiabilidad del sistema eléctrico peruano en términos de producción de energía eléctrica (mas no de potencia efectiva), de la adecuación de recursos con relación a la cada vez menor proporción de la potencia firme respecto a la potencia efectiva y de la flexibilidad del sistema eléctrico, porque es una nueva fuente de variabilidad e incertidumbre. En dicho sentido, el fomento de nuevas RNC, con costos marginales equivalentes a cero, busca reducir los precios libres y los precios de las licitaciones de largo plazo o precios firmes (y así menores tarifas de generación para los usuarios regulados).

Las RNC y las térmicas son fuentes complementarias. La generación eléctrica con gas natural provee potencia firme al sistema. Por ello, urge reponer reservas de gas natural con mayor inversión en exploración[12] y el desarrollo de gasoductos. El impulso a proyectos mineros asegura la demanda, dado que la minería formal es la principal demandante de energía eléctrica y la generación eléctrica es el mayor consumidor de gas natural (ver Ruiz, 2024). Adicionalmente, Blasquez et al. (2018) señalan que la entrada de RNC con subsidios reduce el precio *spot* y, con ello, los ingresos incrementales para hidroeléctricas y térmicas a gas natural incumbentes o potenciales entrantes, lo que hace menos atractiva la entrada sin subsidios de nueva generación. Esto aumentaría los subsidios futuros para cubrir la demanda con nuevas RNC. Por ende, la entrada de centrales RNC sin subsidios debe ir acompañada de señales de precios apropiadas para inversiones futuras en centrales que agreguen potencia firme al SEIN[13]. Asimismo, se debe mantener un sistema de transmisión robusto. Por último, se debe desarrollar un mercado de servicios complementarios cuyos oferentes aporten inercia y/o regulación de frecuencia, y cuyos demandantes sean los que afecten a la flexibilidad del sistema eléctrico.

REFERENCIAS

- **Apostolopoulou, D., & Poudineh, R. (2024).** *Reforming Capacity Markets: How to Incorporate the Flexibility of Residential Consumers?* The Oxford Institute for Energy Studies.
- **Alami, A., Olabi, A., Mdallal, A., Rezk, A., Radwan, A., Rahman, S. M. A., Shah, S. K., & Abdelkareem, M. (2023).** Concentrating solar power (CSP) technologies: *Status and analysis. International Journal of Thermofluids*, (18).
- **Blazquez, J., Fuentes-Bracamontes, R., Bollino, C. A., & Nezamuddin, N. (2018).** The renewable energy policy paradox. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82*, 1-5.
- **COES (2024).** *Propuesta definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2025-2034*. Informe COES/DP-01-2024.
- **GET.transform & COES (2023).** Improving the vRE forecasting conditions in Perú: Assestment and Policy Recommendations based on data analisis and international best practices.
- **IRENA (2018).** Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers (Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética, parte 1: panorama general para los encargados de formular políticas), Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.
- **International Energy Agency (IEA) (2023).** *Energy Technology Perspectives 2023.*
- **Meunier, G. (2013).** Risk Aversion and technology mix in an electricity market. *Energy Economics.*
- **OSINERGMIN (2017).** *Nuevo Procedimiento Técnico del COES N.° 45 "Asignación de las Rentas por Congestión"*. Informe 363-2017-GRT.
- **Ruiz, E. (2024).** El vínculo entre minería, energía e industria en el Perú. *Moneda*, (198), 85-89. BCRP. https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-198/moneda-198-13.pdf
- **Ruiz, E. (2023).** El mercado eléctrico para clientes libres en el Perú. Moneda, (193), 50-55. BCRP. https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-193/moneda-193-08.pdf
- **Ruiz, E. (2022).** ¿Cómo se forman las tarifas eléctricas residenciales? *Moneda*, (190), 31-35. BCRP. https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-190/moneda-190-06.pdf
- **Ruiz, E. (2021).** La generación eléctrica en el Perú y su relación con el mercado de gas natural. Moneda, (188), 65-70. BCRP. https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-188/moneda-188-13.pdf
- **Von Papp, J., Moraga, F., & Henríquez, A. (2023).** Vertimiento de energía de centrales eólicas y solares fotovoltaicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile durante 2022. *Fraunhofer Chile Research – Centro Tecnologías para Energía Solar.*
- **Wolak, F. (2021).** *Transformation of the Peruvian Wholesale Electricity Market: Final Report Thematic Line 2.*

12 Las inversiones en exploración en hidrocarburos cayeron de US$ 61,1 millones en 2020 a algo más de US$ 2 millones en 2023.

13 Como una alternativa, las plantas termosolares constituyen una tecnología que puede ofrecer más potencia firme al atenuar el problema de intermitencia. Mientras que las plantas solares fotovoltaicas absorben la luz solar para generar energía eléctrica en el mismo instante, las termosolares tienen un sistema de espejos que permiten redirigir el calor a un punto de almacenamiento de energía térmica colectada durante el día, que puede ser empleada durante la noche, algo imposible con las fotovoltaicas. No obstante, requieren una mayor inversión y tiempo para su construcción. Para mayor detalle, ver Alami et al. (2023).