

Recuadro 3

ESTIMACIONES DEL BALANCE OFERTA – DEMANDA EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2024 – 2028

El suministro eléctrico seguro y continuo es uno de los requisitos para garantizar el crecimiento económico sostenido sin presiones inflacionarias. Por este motivo, el BCRP realiza un seguimiento al balance de oferta y demanda (BOD) del sector eléctrico⁶. Este BOD es una proyección del margen de reserva⁷ que se realiza para estimar si hay riesgo de una insuficiente generación eléctrica futura que pudiese ocasionar interrupciones o racionamiento eléctrico, con posibles impactos sobre la inflación y el crecimiento de la economía.

Al respecto, el punto inicial del presente análisis corresponde a diciembre del año 2024 y se caracteriza por una **oferta disponible de 11 379 MW** en el parque generador del Sistema Interconectado Nacional (SEIN).⁸ Esta cifra es menor a la potencia efectiva⁹ de 13 792 MW, porque se consideran las restricciones de oferta, tales como las condiciones climatológicas (que reducen la oferta hidroeléctrica por escasez de lluvias, principalmente en períodos de estiaje, usualmente, mayo – noviembre),¹⁰ las limitaciones de la capacidad de transporte de gas natural, la exclusión de las centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER) solares¹¹ (porque la máxima demanda ocurre en horas punta, de 6pm. a 11pm., lapso en que estas centrales no producen energía) y la indisponibilidad por mantenimiento de centrales. Por su parte, la **máxima demanda fue de 7 794 MW**. Con ello, el **margen de reserva en 2024 fue de 47,8 por ciento**.¹²

Con este margen de reserva, los riesgos de interrupciones o racionamiento eléctrico son reducidos.¹³ No obstante, subsiste el desafío de satisfacer a la demanda de forma permanente, porque la oferta de generación depende del tipo de fuente de energía eléctrica. En particular, la presencia de hidroeléctricas y de centrales eólicas implica que la energía eléctrica producida en un momento dado puede disminuir fuertemente con relación a la potencia o capacidad efectiva. Esto se debe, por ejemplo, a estiajes severos en el caso de la generación hidroeléctrica, o vientos de muy baja velocidad en el caso de la generación eólica. Al respecto, según el Comité de Operación Económica (COES) del SEIN, el parque generador en el Perú está constituido principalmente por fuentes hidráulicas (38 por ciento) y térmicas que utilizan gas natural de Camisea (29 por ciento). Las centrales eólicas representan el 7 por ciento, y las solares, 3 por ciento. La oferta de generación está concentrada en el centro del país (69 por ciento), frente al sur (24 por ciento) y norte (7 por ciento).

Para la proyección, se considera un crecimiento de la oferta disponible entre 2024 y 2028 de 2,0 por ciento anual, lo cual contempla los 10 proyectos de generación reportados por el COES¹⁴ que entrarían en operación en dicho período (principalmente 255 MW en 4 hidroeléctricas, y 1 220 MW en

6 El primer Reporte de Inflación que presentó el balance de oferta y demanda de electricidad se publicó en enero de 2008.

7 El margen de reserva se calcula como la oferta disponible de generación menos la máxima demanda, expresada como porcentaje de la máxima demanda.

8 Se excluyen del análisis las fuentes de oferta y demanda no conectadas al SEIN, tales como pequeñas unidades para autoconsumo.

9 La potencia efectiva es la máxima oferta de potencia eléctrica en un instante determinado en condiciones óptimas de operación.

10 Otros períodos de estiaje que se contempla en este recuadro son los meses de diciembre de 2026 a 2028 considerando potenciales alteraciones por el Fenómeno El Niño.

11 Se excluyen tanto las centrales existentes, así como los proyectos de inversión de nuevas centrales solares.

12 Si se calcula el margen de reserva utilizando la potencia efectiva en lugar de la oferta disponible de generación, el resultado es 77 por ciento.

13 No obstante, persisten los riesgos de interrupciones en el suministro, transporte y/o distribución del gas natural o restricciones en las líneas de transmisión.

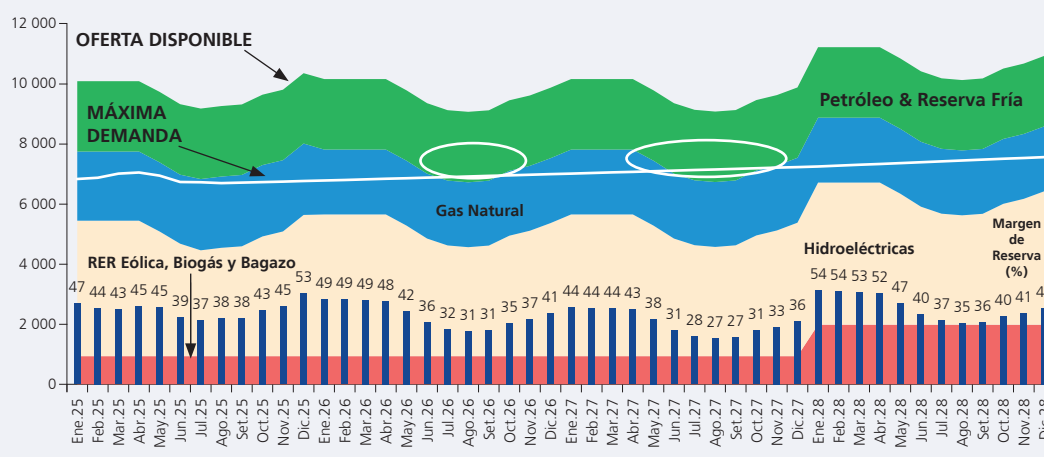
14 Se consideran los proyectos de centrales hidroeléctricas y eólicas contenidos en la presentación del COES “Planes de Transmisión y la Expansión del SEIN” (Julio de 2025, Expo Energía Perú 2025).

6 eólicas). Cabe indicar que a la potencia efectiva de estas centrales se les aplica una corrección por las restricciones de oferta mencionadas anteriormente. Además, se considera un crecimiento de la máxima demanda en el sector eléctrico de 2,7 por ciento promedio anual, lo cual incluye la demanda de nuevos proyectos, así como un crecimiento del PBI a una tasa promedio anual de 2,9 por ciento¹⁵.

Con estos supuestos, se estima que el margen de reserva se ubicaría por encima de 30 por ciento durante la mayor parte del horizonte de análisis.¹⁶ Esta trayectoria implica que no hay riesgos importantes de interrupción o racionamiento en dicho período, aunque ante eventos de estiajes más severos o postergación de la entrada de operación de proyectos de generación, el margen de reserva se reduciría.¹⁷ Por esta razón, es importante continuar con la expansión gradual de la infraestructura eléctrica en forma acorde al crecimiento de la demanda.

No obstante, se estima que en los meses de estiaje de los años 2026 y 2027 posiblemente se requiera que la demanda sea atendida por centrales térmicas a petróleo, cuyos costos marginales son más elevados. Esto implicaría que el precio spot se incremente notoriamente¹⁸ durante dichos meses. Cabe señalar que ya se ha observado un aumento del precio spot en ocasiones anteriores debido a eventos de estrés hídrico (por ejemplo, en los dos últimos meses de 2022¹⁹ y de junio a setiembre de 2023²⁰). Si bien en el corto plazo esto no elevaría las tarifas para los usuarios regulados, si no se ejecutan las inversiones necesarias, las tarifas de largo plazo podrían aumentar en respuesta ante una insuficiente oferta en relación con la demanda.

BALANCE DE OFERTA-DEMANDA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2025-2028 (MW)



Nota: Los períodos resaltados en rojo representan reducciones transitorias del margen de reserva, que requieren ingreso de centrales térmicas que operan con petróleo.

Fuente y Elaboración: BCRP.

- 15 Se consideran las proyecciones de crecimiento del PBI publicadas en este reporte: 3,2 por ciento en 2025 y 2,9 por ciento en 2026. Para fines del presente análisis, para 2027 y 2028 también se considera una tasa de crecimiento del PBI de 2,9 por ciento. El crecimiento por proyectos mineros previsto está por debajo del crecimiento del PBI, lo cual explica el menor crecimiento de la demanda por electricidad.
- 16 En 2028 ingresarían 6 centrales eólicas (Caraveli, en Arequipa, con 220 MW, y 5 centrales en Marcona, en Ica, con un total de 1000 MW), con lo cual se proyecta que el margen de reserva aumentaría en dicho año. Las centrales hidroeléctricas consideradas son San Gabán III (Puno) y Centauro I (Áncash), ambas en 2025, Anashiorini (Junín) en 2026 y Centauro II (2027).
- 17 Como referencia, el COES calcula un escenario sin reserva fría que resulta en márgenes de reserva menores, que van de 32,3 por ciento en 2025 a 24,5 por ciento en 2028.
- 18 Como referencia, según datos del COES sobre costos variables de las centrales térmicas, la central a gas natural con costos variables más altos reporta un costo variable de USD 50,3 por MWh mientras que el promedio de costos variables de centrales a petróleo es de USD 254,4 por MWh, una diferencia de 405,9 por ciento.
- 19 Con incrementos anuales de 265 por ciento en noviembre y 291 por ciento en diciembre.
- 20 Con aumentos anuales de 201 por ciento en junio, de 359 por ciento en julio, de 447 por ciento en agosto y de 465 por ciento en setiembre.

