



Baja costo de operación del sistema eléctrico en 2024 y Coordinador reconoce monitoreo en zonas específicas de la red

POR KAREN PEÑA

Las energías renovables rompieron varios récords el año pasado donde -por ejemplo- un día la generación total con estas fuentes alcanzó un 88% del total. En concreto, el sistema eléctrico cierra el 2024 con 36.729 MW de capacidad instalada donde la tecnología solar ya registra un total de 11.144 MW y la eólica 5.280 MW. Del total, 3.356 MW corresponden a generación del tipo Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

En el balance preliminar destaca que la generación de Energías Renovables No Convencionales (ERNCC) creció 11,9%, totalizando 34,42 TWh, equivalente al 40% del total. De esta manera, como informó el viernes DF, la generación renovable (ERNCC e hidráulica de gran escala) representó 68,3%, lo que sumando la cogeneración y el aporte de los BESS alcanza al 70%. Pero hay más.

Un elemento clave para el sector han sido los costos. Al cierre de 2024, según cifras preliminares del Coordinador Eléctrico, el costo de operación del sistema -que corresponde al que se obtiene por el uso de combustibles en el sistema eléctrico- bordea los US\$ 1.650 millones, unos US\$ 1.000 millones menos respecto del año 2023.

De acuerdo a fuentes consultadas, esto es una buena noticia porque redunda en que las generadoras pueden ofrecer mejores precios de contratos en el mediano plazo, en la medida que se mantengan las mejores condiciones. Esto además ayudaría a mitigar el alza de los costos sistémicos que son los cobros que se realizan a los clientes libres y que han encendido las alertas por

■ Según cifras preliminares del organismo, este bordea los US\$ 1.650 millones, siendo unos US\$ 1.000 millones menos respecto de 2023.

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA (MW)

	HÍDRICA	TÉRMICA	EÓLICA	SOLAR	GEOTÉRMICA	TOTAL
2020	6.814	13.349	2.527	3.575	45	26.310
2021	7.113	13.937	3.536	6.198	78	30.862
2022	7.232	13.773	4.332	7.604	95	33.036
2023	7.514	12.940	4.710	9.061	95	34.321
2024	7.566	12.644	5.280	11.144	95	36.729

FUENTE: COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

su constante aumento.

Agregan que estos últimos han bajado respecto de 2023, pasando de US\$ 90 millones mensuales en promedio a sobre los US\$ 70 millones mensuales en promedio. Y, si bien no se ha regresado a los niveles de 2021, reconocen que están en mejores niveles por la reducción de precios de combustibles y el mayor uso de energía renovable. Eso sí, aunque mejoraron las condiciones externas de precios de combustibles y de disponibilidad hidráulica en el país, la baja no se ha visto por el alza en el cargo para financiar los PMGD que ya representaría el 50% de los cargos sistémicos.

Consultado, el director ejecutivo del Coordinador Eléctrico, Ernesto

Huber, comenta que “la integración de energías renovables ha tenido el efecto de ayudar a disminuir significativamente las emisiones de CO2 por generación eléctrica y, además, disminuir los gastos que se realizan en combustibles, contribuyendo a la

US\$ 70 MILLONES
HAN SIDO LOS COSTOS SISTÉMICOS PROMEDIOS.

operación económica del sistema”.

Expectativas para 2025

De cara a 2025, las buenas perspectivas para las energías renovables siguen en pie. En el organismo que supervisa la operación del sistema eléctrico esperan que la energía solar y eólica sigan aumentando su participación, donde podrían superar el 40% este año.

Sin embargo, hay alertas que no se pueden pasar por alto. Aunque a nivel global no se prevé déficit de suministro en los próximos 12 meses, el Coordinador reconoce que mantienen un monitoreo constante en zonas específicas de la red, las que -según explican- “se han visto afectadas por daños en su infraestructura de generación local y restricciones en la transmisión zonal, con una situación ajustada de suministro para eventos extremos, como altas temperaturas que disminuyen la capacidad de transferencia por las líneas”.

Un ejemplo de aquello es la situación de la línea 1x66 kV Los Maquis-Hualañé. En una carta enviada por el Coordinador a la

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) el 13 de noviembre, se informó que bajo ciertas condiciones de demanda y, fundamentalmente, en horarios con baja radiación solar, donde la inyección de generación proveniente de centrales en base a PMGD es reducida o nula, podría ser necesario llevar a cabo una reducción parcial en horas específicas de algunos consumos abastecidos desde las subestaciones Villa Prat, Parronal, Hualañé, Licantén y Ranguilí.

Esto, considerando la indisponibilidad desde mediados de 2023 de la Central Termoeléctrica Licantén, lo que ya en febrero del año pasado obligó a recurrir a reducciones de los consumos de las subestaciones Licantén y Hualañé en algunas horas de los días 7 y 12 de febrero por no disponer del nivel de suficiencia necesario en la línea 1x66 kV Los Maquis-Hualañé para el abastecimiento.

En cuanto a los recortes de energía solar y eólica, estos sumaron 5.908,71 GWh, representando un aumento del 14,8% respecto de las reducciones registradas al cierre de 2023. En el organismo explican que del orden del 80% de los recortes tiene su origen en sobreoferta de generación a costo cero, y un 20% se gatilla debido a congestiones en la línea de transmisión que permite traer el recurso de la zona norte.

A la fecha, se registran 1.073 MW de capacidad BESS en operación y en pruebas, más 1.500 MW en construcción. La generación que proviene de sistemas de almacenamiento (BESS) ya se comienza a ver en el abastecimiento nocturno, con 0,55 TWh, equivalente a 0,6% del total de la generación.