



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Octubre 2024

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

• Editorial	3-4
• 1. Análisis de Operación	5-6
Generación	
Hidrología	
Costos Marginales	
• 2. Proyección de Costos Marginales Systep	7
• 3. Análisis por Empresa	8-9
• 4. Suministro a Clientes Regulados	10
• 5. Energías Renovables No Convencionales	11
• 6. Expansión del Sistema	12
• 7. Proyectos en SEIA	13
• 8. Seguimiento Regulatorio	14

CONTENIDOS

© Systep Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por Systep, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.

El rol de los sistemas de almacenamiento en la carbono neutralidad

En los últimos años se han hecho avances importantes para alcanzar la meta de carbono neutralidad al 2050 definida durante el gobierno anterior. El sector eléctrico ha aportado con el retiro de centrales a carbón (donde los propietarios por iniciativa propia han ido más allá de los compromisos adquiridos en 2019), la entrada masiva de generación renovable, y la modificación del marco regulatorio para incorporar de forma efectiva otras tecnologías no contaminantes. No obstante, parte importante de la nueva capacidad instalada es variable en términos de su recurso primario de generación, y además concentra sus inyecciones en horas específicas del día (centrales solares). Para dar un salto material hacia un proceso de descarbonización total de la matriz eléctrica, resulta entonces crítico complementar la capacidad instalada con tecnologías de base que permitan cubrir las horas nocturnas de manera costo-eficiente y con bajas o nulas emisiones. Si bien la industria coincide en que el gas jugará un rol relevante en el proceso de transición, el almacenamiento de energía no solo podría ser un complemento interesante en el corto y mediano plazo, si no que transformarse en el habilitante a largo plazo para que el sector eléctrico tenga cero emisiones, en la medida que los costos involucrados no lleven a alzas considerables en las tarifas pagadas por los usuarios finales (tema que ha sido recurrente en la agenda del sector en la última década).

Si bien existen múltiples tecnologías de almacenamiento de energía, como concentración solar de potencia, bombeo de agua, baterías de Carnot, compresión de aire y licuefacción por enfriamiento, entre otras, la tecnología que ha cobrado mayor protagonismo, tanto a nivel local como internacional, son las baterías o BESS (*Battery Energy Storage Systems* por su nombre en inglés). A modo de ejemplo, si se revisan las Solicitudes de Acceso Abierto en la página web del CEN (Coordinador Eléctrico Nacional), o los proyectos ambientalmente aprobados o en proceso de obtener su calificación en el sitio web del SEA (Servicio de Evaluación Ambiental), se aprecia que las iniciativas en base a BESS son mayoritarias, ya sea con baterías asociadas a una central renovable o de forma independiente (*stand-alone*), posicionando a los BESS como la tecnología de almacenamiento con mayor interés por parte de desarrolladores en la actualidad.

Tabla 1: Proyectos en etapa de Acceso Abierto y/o evaluación ambiental. Fuente: Elaborado por Systep con datos del CEN y SEA

	Tecnología	Cantidad de solicitudes	Tecnología	Cantidad de solicitudes
Acceso abierto	BESS <i>stand-alone</i>	3	BESS <i>stand-alone</i>	40
	BESS asociado a una central	255	BESS asociado a una central	159
	Bombeo de agua	0	Bombeo de agua	2
	Compresión de aire	0	Compresión de aire	1
	Licuefacción de aire	0	Licuefacción de aire	2
	Termosolar	1	Termosolar	6
SEA	Baterías de Carnot	0	Baterías de Carnot	1

Dado lo anterior, los análisis realizados en las siguientes secciones se enfocan en almacenamiento mediante baterías.

Evolución histórica de costos de BESS

Los antecedentes históricos compilados por agencias internacionales muestran una drástica reducción de los costos de

inversión en la última década. IRENA (International Renewable Energy Agency), en su reporte de costos de energías renovables para 2023¹ publicado en septiembre de 2024, muestra que en términos promedio el costo de inversión de un BESS por MWh de almacenamiento ha disminuido desde 2,5 MMUS\$/MWh en 2010, a tan solo 0,27 MMUS\$/MWh en 2023. Es decir, en menos de 15 años los costos de inversión para un BESS se han reducido en casi un 90%. De acuerdo con IRENA, esta baja responde tanto al desarrollo tecnológico que permite obtener mayor eficiencia y extender la durabilidad, como a eficiencia en la fabricación.

Para llevar estos números a una base comparable con otras tecnologías, se realizó un ejercicio teórico de determinación del costo de desarrollo de almacenamiento (*Levelized Cost of Storage* o LCoS), concepto utilizado, por ejemplo, por Lazard² para reflejar el diferencial de precios que permite remunerar un BESS dada una cierta combinación de parámetros de evaluación³. Se consideró un BESS independiente (sin central de generación asociada) de 100 MW y 4 horas de duración, asumiendo que sus ingresos provienen de arbitraje de energía y pagos por potencia (según la modificación reciente al DS62).

Tabla 2: Parámetros generales y costo de desarrollo de almacenamiento de energía resultante para BESS genérico. Fuente: Elaborado por Systep

Potencia del BESS [MW]	100	Tasa de descuento anual (en términos reales)	9%
Duración del BESS [hrs]	4,0	Vida útil [Años]	25
Eficiencia de un ciclo completo	90%	Inversión total [MMUS\$]	\$ 111
Degradación anual	2,5%	Costo de carga del BESS [US\$/MWh]	25,0
		Precio de descarga del BESS [US\$/MWh]	109,3
Costo de Desarrollo de Almacenamiento [US\$/MWh]			84,3

Utilizando el costo de inversión reportado por IRENA en 2023, el costo de desarrollo de almacenamiento de energía resulta en 84,3 US\$/MWh, lo que implica que el BESS necesita esa diferencia entre el costo marginal de carga y descarga para ser rentable. El valor anterior tiene implícito los pagos por potencia aplicables en Chile, los que en este caso representan un 33% de los ingresos totales. Por su parte, el reporte de costos de desarrollo publicado en junio 2024 por Lazard, muestra que el costo de desarrollo de almacenamiento de una batería de similares características se encuentra actualmente en el rango de 124 US\$/MWh a 296 US\$/MWh. Los costos calculados por Lazard no consideran ingresos por potencia, los que en el contexto chileno pueden llegar a ser importantes en comparación a los ingresos por energía. Si se excluyen los pagos por potencia, el valor teórico necesario para ingresos por energía subiría a 124,1 US\$/MWh, ubicándose en el límite inferior del rango reportado por Lazard.

Perspectivas futuras de costos de BESS

Respecto a proyecciones de costos, a la fecha hay pocas fuentes que tienen datos actualizados a largo plazo. Una de ellas es la IEA (International Energy Agency), que en su reporte sobre baterías y transición energética de abril de 2024⁴ expone que los costos de inversión de los BESS llegarían en promedio a 0,175 MMUS\$/MWh al año 2030, y a 0,16 MMUS\$/MWh al año 2050.

¹ [Renewable Power Generation Costs in 2023 \(irena.org\)](https://www.irena.org/Reports/Publications/2023/01/IRENA-Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023)

² [Levelized Cost of Energy+ | Lazard](https://www.lazard.com/energy-storage/levelized-cost-of-energy-plus/)

³ LCoS: Para la vida útil del proyecto, se determina un diferencial de precios de energía tal que los ingresos sean suficientes para remunerar la inversión, según la tasa de descuento utilizada.

⁴ [Batteries and Secure Energy Transitions – Analysis – IEA](https://www.iea.org/energy-storage/batteries-and-secure-energy-transitions-analysis)

Siguiendo con el ejercicio anterior, de verificarse esta reducción implicaría que el diferencial entre carga y descarga de costos marginales necesario en Chile para rentabilizar un sistema de almacenamiento independiente oscilaría entre 34,0 US\$/MWh y 40,7 US\$/MWh a largo plazo.

Un ejercicio práctico tiene complejidades y aristas adicionales, como el efecto que tiene el almacenamiento sobre los costos marginales a lo largo del día. Esto provoca que distintos escenarios de penetración de BESS despejen un precio de carga (horas de día) diferente, redundando en un costo marginal absoluto distinto para la descarga (horas de noche), pese a que el diferencial a capturar sea el mismo. Esto es relevante para las tarifas que finalmente deben pagar los clientes, pues si los suministradores deben definir un precio en base 24 horas, las perspectivas de costos marginales pueden constituir una de las referencias a considerar (junto con el costo de desarrollo del portafolio que respalde las ofertas).

Caracterización del desarrollo de proyectos BESS en Chile

Solo considerando los proyectos ya en operación, construcción o anunciados con algún grado de compromiso (asociados a algún contrato de suministro, o con cierre financiero), se prevé que a fines del año 2025 debiésemos tener un total de 2,98 GW de BESS operando en el SEN, los que corresponden a 11,68 GWh nominales (con una duración promedio de 3,9 horas). Para fines del año 2029 se llegaría a una capacidad total acumulada de 5,06 GW, equivalentes a 19,10 GWh de almacenamiento (duración promedio de 3,8 horas).

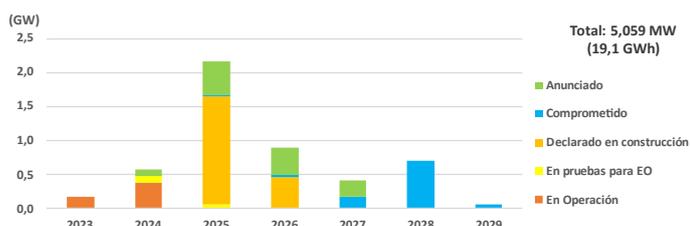


Figura 1: Entrada por año de proyectos BESS al SEN según estado.

Fuente: Elaborado por Systep con datos de CNE y CEN

De estos proyectos, el 83% de la potencia (4,19 GW) se encuentra asociada a alguna central de generación, y el 17% restante (0,86 GW) corresponde a baterías independientes. De los proyectos BESS con centrales asociadas, el 57% de la potencia (2,37 GW) está asociada a centrales existentes, y un 43% (1,82 GW) se encuentra asociado a nuevos proyectos de generación.

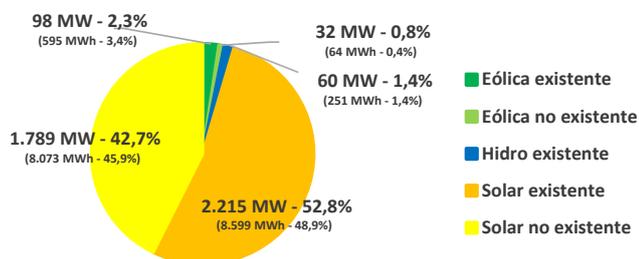


Figura 2: Caracterización de BESS asociados a centrales de generación.

Fuente: Elaborado por Systep con datos de CNE y CEN

En términos del uso de los BESS informado por los propietarios de unidades en operación y desarrollo, un 89% de la potencia funcionará bajo arbitraje de energía, el 1% para entregar servicios de control de frecuencia, y el 10% como activos de transmisión.

Finalmente, geográficamente un 77% de la potencia se ubicaría al norte de la S/E Los Changos (Región de Antofagasta), mientras que el 23% se localizaría al sur de esa misma subestación.

Desafíos para la programación y operación

La normativa vigente establece que el propietario de un sistema de almacenamiento puede optar entre definir de forma personal el vector de carga diario (debiendo simplemente informarlo al CEN), o dejar esa tarea en manos del Coordinador. La descarga siempre es centralizada por el CEN, quien para definirla velará por minimizar los costos de operación del sistema sujeto a restricciones de seguridad y calidad de servicio. Si bien en teoría el resultado de un despacho centralizado debiese coincidir con la maximización de beneficios privados, no es evidente que un ejercicio en que existan múltiples BESS con sus respectivos propietarios la programación de esos activos logre dejar a todos los actores indiferentes.

En primer lugar, la carga coincidente de sistemas de almacenamiento podría implicar alzas no óptimas en el costo marginal, particularmente si la mayoría de los operadores opta por definir individualmente sus horas de carga. Para el sistema podría ser más beneficioso que la carga de los BESS se distribuya en las 5-8 horas del día en que usualmente estamos experimentando costos marginales cero o muy bajos, pero podría ocurrir que todos los propietarios decidan cargar en el mismo bloque horario.

En segundo lugar, aunque existirán múltiples configuraciones de descarga de los BESS que resulten en costos sistémicos (y suma de beneficios privados) equivalentes, estas no serán igualitarias en términos de ingresos por energía individuales para cada propietario. Ante un mismo costo variable (costo marginal promedio de carga) y en un escenario de penetración masiva de baterías, no resultará óptimo descargar al mismo tiempo las 3,8 horas de duración promedio al año 2029, y por tanto la programación debiese considerar que ciertos BESS se descargarán en horas de costos marginales más altos, resultando en mayores ingresos, y otros se descargarán en horas de valores más bajos. Es importante avanzar en la implementación de reglas prácticas que permitan asegurar que no solo se produzca un óptimo global a la hora de operar los BESS, sino que también exista equidad (en ciertas condiciones específicas) entre los ingresos que percibirían activos de ubicación y características similares, pero de distintos propietarios. Más aún, si se llega al consenso de que la carbono neutralidad al 2050 debe ser la prioridad, podría ser incluso necesario generar algún incentivo adicional, por sobre los ingresos por arbitraje de energía y pagos por potencia, para incentivar el desarrollo de sistemas de almacenamiento que operen en horas en que los diferenciales de costos marginales no sean los más atractivos (e.g. madrugada).

Siendo Chile una economía tomadora de precios respecto al desarrollo tecnológico, se debe ponderar políticas que sean agresivas en recambio tecnológico y descarbonización, con la inversión privada que eso significará y que se traducirá en las tarifas que finalmente pagaremos todos. Entendiendo que la realidad de nuestro mercado eléctrico puede ser diferente, por la abundancia y disponibilidad de recursos renovables que hay en Chile, no deberíamos desligarnos de las tendencias que se produzcan en otros países. Alcanzar la carbono neutralidad debe ser compatible con mantener nuestra competitividad como país y reducir las tarifas para los consumidores finales, en un contexto en que la autoridad hace 10 años prometió que las tarifas a clientes regulados bajarían, pero hasta ahora la discusión legislativa y regulatoria en los últimos años se ha centrado justamente en lo contrario. Si los BESS serán la tecnología que viabilice ese escenario, es fundamental que continúe la tendencia a la baja de sus costos de inversión.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En el mes de septiembre, la generación total del SEN fue de 6.707 GWh/mes, con una variación de -6,4% respecto a agosto de 2024 (7.168 GWh/mes) y con una variación de -1,9% a la de septiembre de 2023 (6.836 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

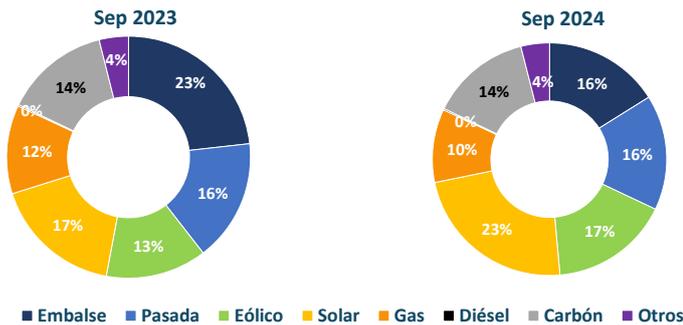
La participación de la generación hidráulica, gas, diésel, carbón se redujo en un 32%, 15%, 2%, 2% respectivamente en relación con septiembre de 2023. En contraste, la participación de la generación eólico, solar aumentaron en un 21%, 32% respectivamente en relación con septiembre de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de septiembre, la potencia máxima generada fue de 10.835 MW el día 30, y la mínima fue de 7.734 MW el día 15. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de septiembre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de septiembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Alfalfal (22 días), Canutillar (13 días), Chacayes (8 días), Abanico (5 días), Cipreses (5 días), La Confluencia (3 días), Alfalfal 2 (1 día) y Angostura (1 día); a carbón: Mejillones-CTA (16 días), IEM (10 días), Guacolda 2 (4 días) y Angamos-ANG1 (2 días); a gas: Tocopilla-U16 (10 días), Nehuenco II (9 días), Nueva Renca (8 días), Quintero 1B (5 días) y San Isidro I (2 días); y diésel: Cardones (6 días).

Figura 1.1: Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



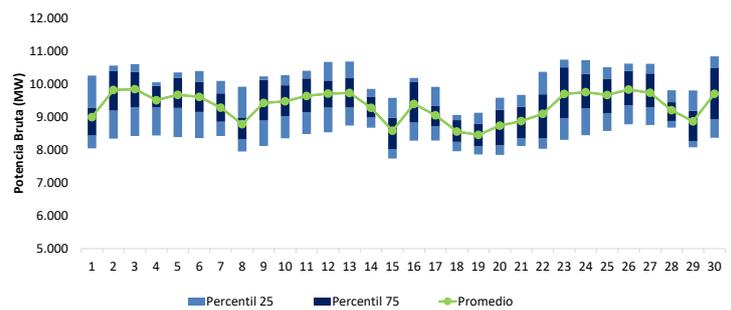
6.836
GWh/mes

Generación total del mes

6.707
GWh/mes

Figura 1.2: Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



10.835 MW
máxima

Potencia Mes

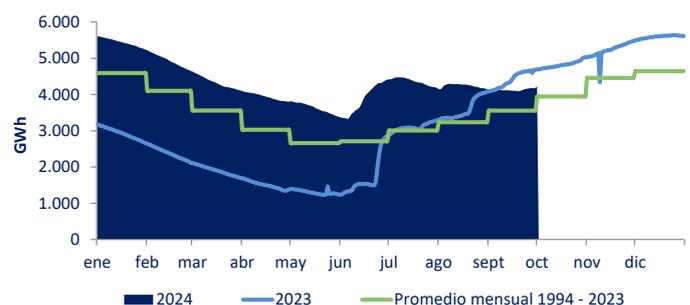
7.734 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En septiembre la energía embalsada en el SEN fue menor que el nivel del año anterior, pero superó el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante septiembre, el promedio de energía embalsada representó el 115% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3).

Figura 1.3: Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En septiembre de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 46,5 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 7,8% con respecto a agosto de 2024 (43,1 US\$/MWh), y una variación de -12,6% respecto a septiembre de 2023 (53,2 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en septiembre de 2024 fue de 38,2 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -16,3% con respecto a agosto de 2024 (45,6 US\$/MWh), y una variación de -22,8% respecto a septiembre de 2023 (49,4 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.5).

Figura 1.4:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre para Crucero 220 kV

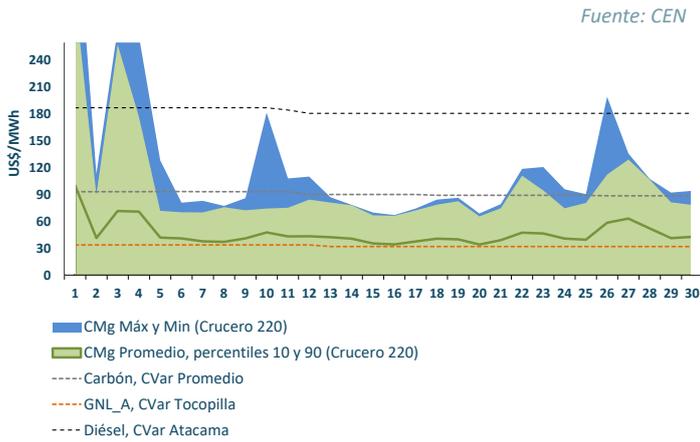
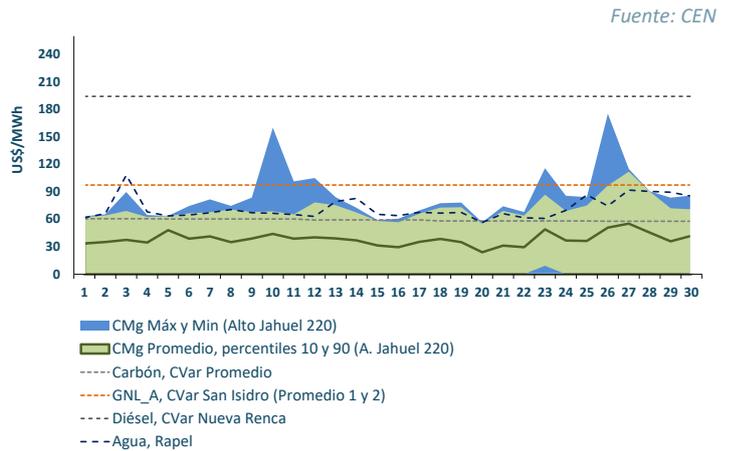


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre para Alto Jahuel 220kV



Durante el mes de septiembre se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 1.6).

En julio, los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: S. Miguel 066 - Talca2 066 (5 horas), Chiloé 220 - Chiloé 110 (3 horas), Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066 (2 horas), y Pinatas 066 - Tap. Manzano 066 (12 horas), con un desacople promedio de: 290,8 US\$/MWh, 274,3 US\$/MWh, 212,1 US\$/MWh, y 163,1 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

Figura 1.6:
Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del sistema

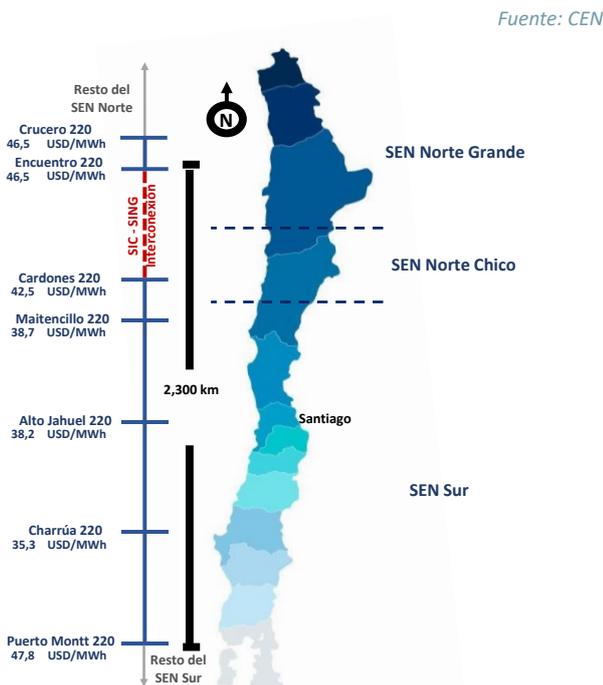


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
S. Miguel 066 - Talca2 066	5	290,8
Chiloé 220 - Chiloé 110	3	274,3
Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066	2	212,1
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	12	163,1
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	36	45,3
Charrúa 220 - Santa Clara 220	83	42,8
P. E. Los Buenos Aires 066 - Negrete 066	6	41,1
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	22	35,3
C. Navia 220 - C. Navia 110	22	32,7
Lastarria 220 - Ciruelos 220	29	26,5

*Dado que el portal de desacoples del CEN dejó de actualizarse desde julio, la estadística presentada en este reporte no se encuentra actualizada al mes de septiembre de 2024.

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

2.

PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a los antecedentes publicados en los últimos balances e informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de la operación del SEN y los respectivos costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 3% para el año 2024 respecto del año 2023. Se definieron tres escenarios de operación distintos: un Caso Base, que considera los supuestos descritos en la Tabla 2.1; un Caso Bajo, que considera una baja de 10% de los costos de combustibles; y un Caso Alto, en el cual solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de gas, junto con un aumento de 10% de los costos de combustibles.

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es posible garantizar que los supuestos anteriores se verifiquen en la práctica exactamente como se modelaron, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto de los valores reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación comercial de 4.333,5 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.530,2 MW son solares, 1.229,8 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 142,0 MW a biomasa, 40,0 MW a diésel y 1,241,2 MW a almacenamiento.

La Figura 2.1 muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep para barras representativas del SEN en los siguientes 12 meses, con distintos percentiles que dan cuenta del efecto de considerar simultáneamente tanto la variabilidad hidrológica, como los niveles de demanda que pueden ocurrir dentro de cada mes.

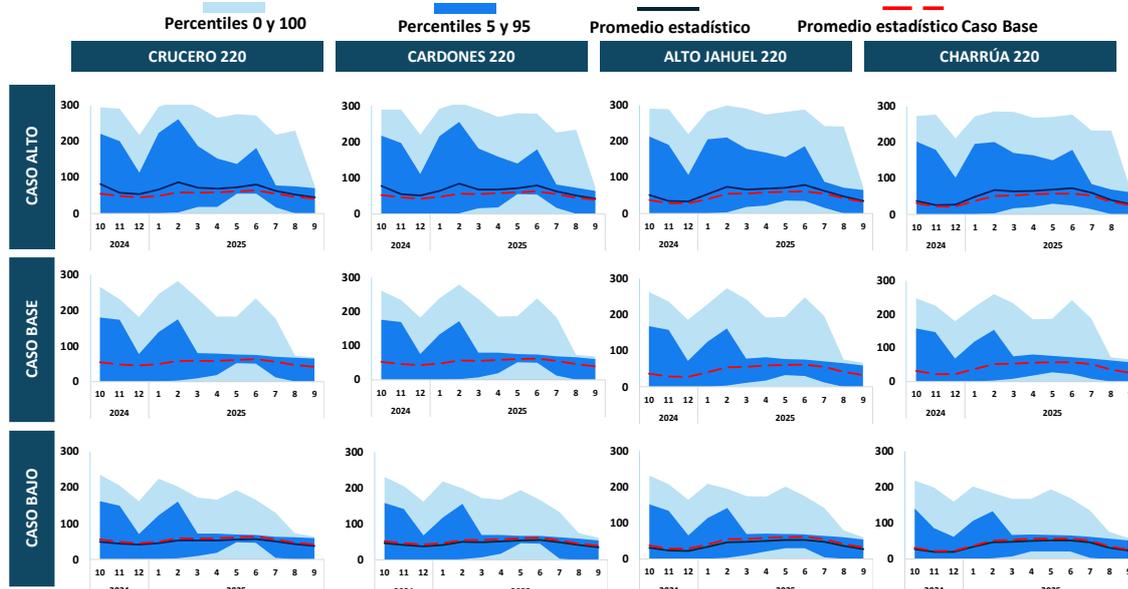
La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los valores estimados (registros entre el percentil 0% y 100%).

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		3,5%	3,5%	3,5%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	293	325	358
	Angamos*	133	148	163
	Guacolda*	123	137	151
	Andina	163	181	199
	Hornitos	163	181	199
	N. Ventanas	144	160	176
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	114	126	139
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	7
	Nehuenco 1	9	10	-
	Mejillones CTM3	6	7	-
	U16	6	7	8
	Kelar (1)	8	9	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	7	8	-
	U16 (2)	9	10	-
	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	7	8	-

*Se considera el promedio de las unidades

Figura 2.1:
Costos marginales proyectados por barra (US\$/ MWh)



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

En septiembre, Enel aumentó su generación en base a diésel y solar mientras que disminuyó su generación en base a gas natural, GNL, hidro, eólica y geotérmica. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a gas natural y solar, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, GNL e hidro. AES Andes aumentó su generación en base a carbón, hidro, solar y eólica. Mientras que Engie aumentó su producción en base a solar y eólico, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, gas natural e hidro. Por último, Tamakaya

aumentó su producción en base a diésel y disminuyó su generación en base a GNL.

En Septiembre, la empresa Tamakaya fue excedentaria, mientras que Enel, Colbún, AES Andes y Engie fueron deficitarias.

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Sep 2023	Ago 2024	Sep 2024
Diésel	6	1	2
Carbón	10	0	0
Gas Natural	333	446	282
GNL	18	15	7
Hidro	1.466	1.329	1.166
Solar	218	239	241
Eólico	144	168	161
Geotérmica	36	22	18
TOTAL	2.230	2.219	1.876

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

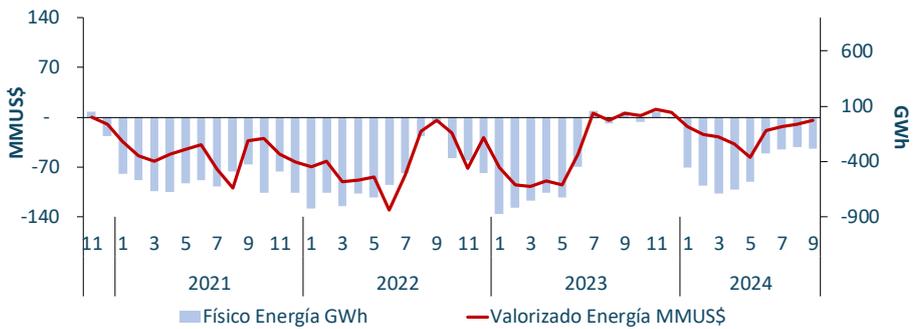
CENTRAL	Sep 2023	Sep 2024
Embalse Ralco	0	50

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2023	Sep 2024
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	98,3	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	77,5	58,4
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	200,6	183,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2024
Total Generación (GWh)	1.876
Total Retiros (GWh)	2.161
Transf. Físicas (GWh)	-284
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Sep 2023	Ago 2024	Sep 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	50	219	47
Gas Natural	2	52	94
GNL	33	25	20
Hidro	639	518	415
Solar	28	33	38
Eólico	0	0	0
Total	752	847	615

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

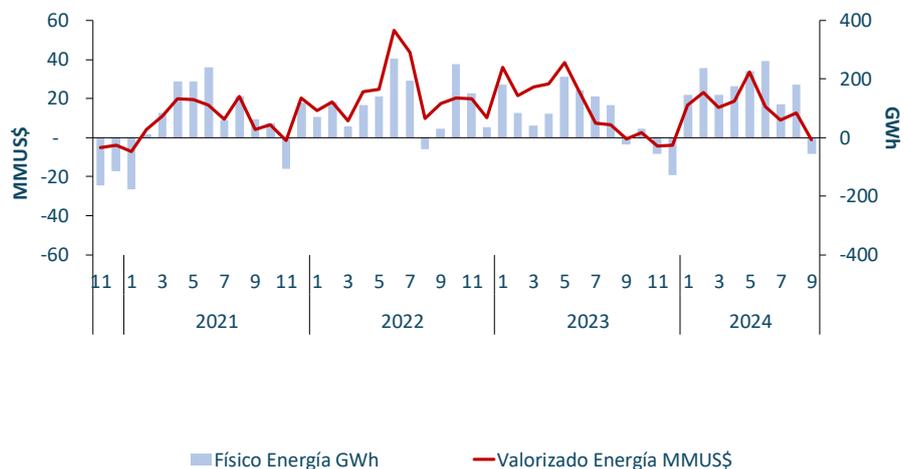
CENTRAL	Sep 2023	Sep 2024
Embalse Colbún	0	60

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2023	Sep 2024
Santa María	49,0	53,2
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	79,6	59,0
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	181,2	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2024
Total Generación (GWh)	615
Total Retiros (GWh)	672
Transf. Físicas (GWh)	-57
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

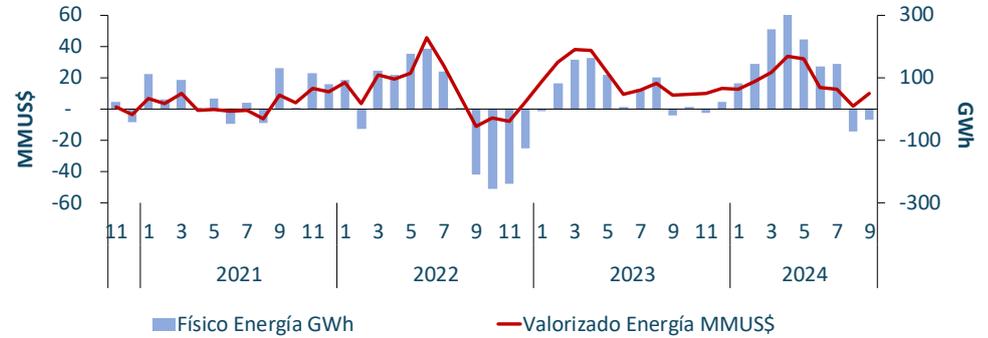
TECNOLOGÍA	Sep 2023	Ago 2024	Sep 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	660	435	540
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	26	57	58
Solar	12	14	15
Eólico	50	49	52
Total	748	555	664

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2023	Sep 2024
N. Ventanas y Campiche	84,4	65,4
Angamos (prom. 1 y 2)	62,5	59,3
Norgener (prom. 1 y 2)	78,7	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2024
Total Generación (GWh)	664
Total Retiros (GWh)	699
Transf. Físicas (GWh)	-34
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

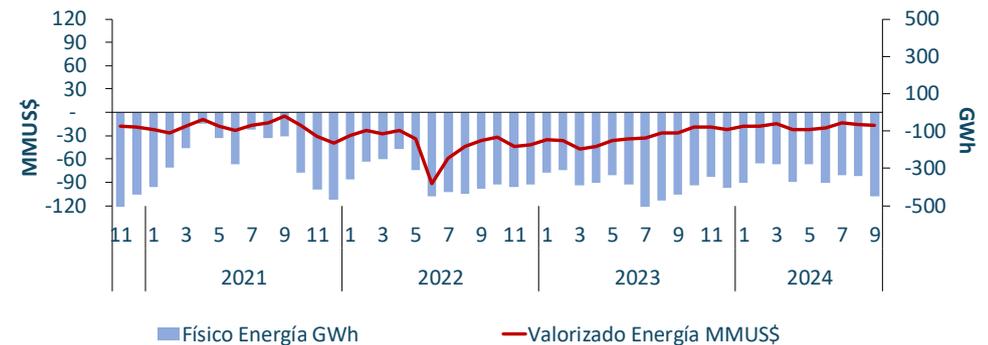
TECNOLOGÍA	Sep 2023	Ago 2024	Sep 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	63	149	114
Gas Natural	99	175	110
GNL	0	0	0
Hidro	27	20	18
Solar	70	42	57
Eólico	31	32	34
Total	291	419	333

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2023	Sep 2024
Andina Carbón	127,6	77,6
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	71,7	32,7

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2024
Total Generación (GWh)	333
Total Retiros (GWh)	786
Transf. Físicas (GWh)	-452
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-16



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Sep 2023	Ago 2024	Sep 2024
Diésel	0	0	3
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	155	257	66
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	155	257	68

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Sep 2023	Sep 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	108,2	62,6
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	171,9	144,5

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2024
Total Generación (GWh)	68
Total Retiros (GWh)	14
Transf. Físicas (GWh)	54
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5



4.

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a septiembre de 2024, es de 98 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de oferta (ver Tabla 4.1).

En la Tabla 4.2 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente Chilquinta accede a menores precios, mientras que CGE Distribución accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 4.1 y 4.2 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado septiembre de 2024 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	111	10,465
E-CL	113	7,600
ENEL GENERACIÓN	67	5,935
El Campesino	112	4,024
AES GENER	85	1,319
ACCIONA	100	1,111
COLBÚN	82	1,000
Abengoa	150	956
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	62	860
Aela Generación S.A.	97	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	51	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	52	640
PANGUIPULLI	152	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	57	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	55	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	52	441
San Juan SpA.	134	422
WPD MALLECO (Malleco)	66	398
Pelumpén S.A.	107	346
PUELICHE SUR EÓLICA	58	287
SONNEDIX COX	69	265
Ibereólica Cabo Leones I S.A.	117	196
WPD MALLECO (Malleco II)	65	192
Otros	100	1,565
Precio Medio de Licitación	98	41,079

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 9/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a septiembre de 2024 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
Enel Distribución	95	14,127
CGE Distribución	103	13,209
Chilquinta	78	3,315
SAESA	95	2,848
Precio Medio Muestra	96	33,500

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 9/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación SEN.

5.

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de agosto 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.877 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 655 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante agosto fue igual a 2.827 GWh, es decir, se superó en un 331% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 51% (1.437) seguido por el aporte eólico con un 35% (980 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 8% (225 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 6% (167 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (19 GWh).

Durante septiembre de 2024 se registró 554,5 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 47,9% con respecto a agosto de 2024 (374,9 GWh) y un aumento del 80,1% con respecto a septiembre del 2023 (307,8 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

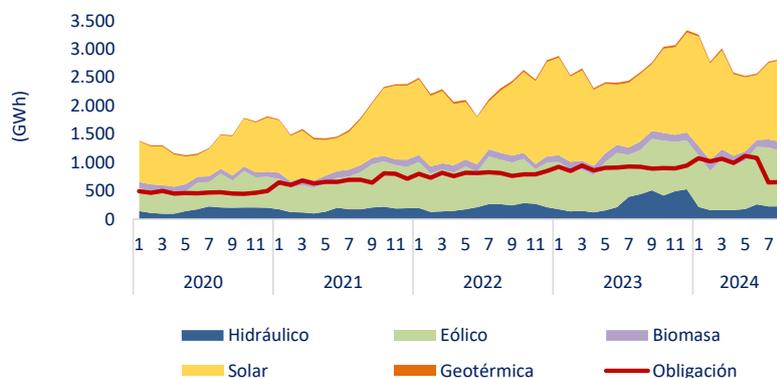
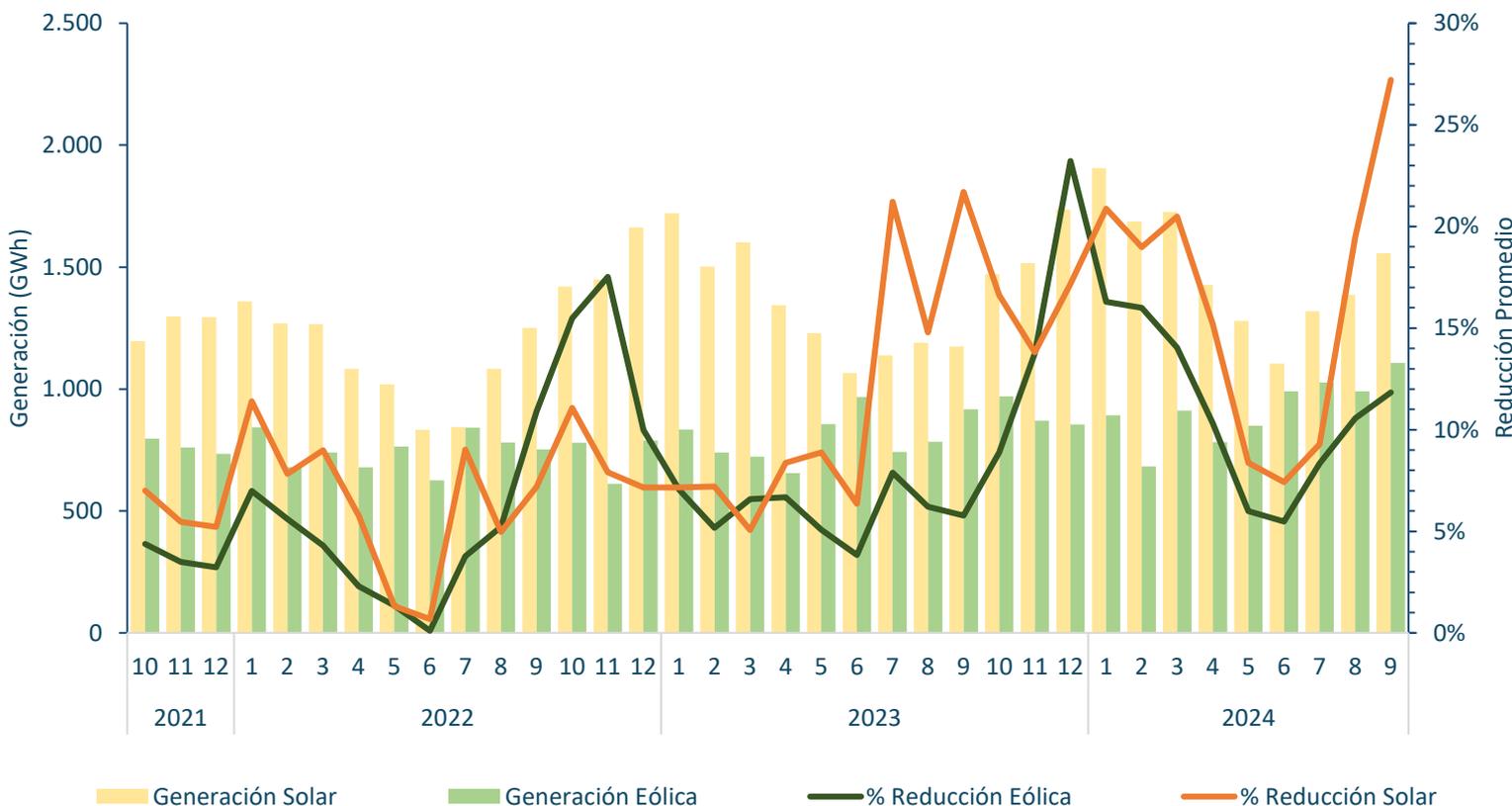


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°530 CNE (30 de septiembre de 2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.115 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 37% corresponde a tecnología solar (1.162 MW), un 12% a tecnología eólica (374 MW), un 2% de tecnología hidráulica (49 MW), un 7% de tecnología solar con BESS (220 MW), un 40% de tecnología BESS (1.261 MW) y un 2% de tecnología térmica (50 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6.1 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 6.1:
Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA	TIPO DE	POTENCIA NETA (MW)
	DE INTERCONEXION	TECNOLOGIA	
Libertad II	sept-24	Solar	122,0
Libertad III	sept-24	Solar	122,0
PFV Leyda	sept-24	Solar	80,0
Central Desierto de Atacama (DDA)	oct-24	Solar	270,0
Ampliación Central Gas Teno 10 MW	nov-24	Térmica	10,0
Los Olmos (capacidad adicional 10 MW)	nov-24	Eólica	10,0
Doña Luzma	dic-24	Térmica	40,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-24	Solar	100,0
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	Solar	187,0
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0
Quillagua II PV	abr-25	Solar	105,0
Parque Eólico Antofagasta	may-25	Eólica	364,0
Andes III (Etapa 1)	may-25	Solar	175,9
CH Los Lagos	jul-25	Hidráulica	48,7
BESS Tamaya	nov-24	BESS	68,2
Sistema de Almacenamiento Central Desierto de Atacama	dic-24	BESS	110,0
BESS Capricornio	dic-24	BESS	48,0
Quillagua BESS 95MW	ene-25	BESS	95,0
BESS del Desierto	ene-25	BESS	200,0
BESS Luz del Norte	mar-25	BESS	141,0
Stand Alone VR1 y VR2	mar-25	BESS	60,0
BESS Quillagua II	abr-25	BESS	105,0
BESS Andes III (Etapa 1)	may-25	BESS	171,3
BESS Tocopilla	jun-25	BESS	116,0
BESS Bolero	jul-25	BESS	146,0
Capacidad próximos 12 meses			3.115,1

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Infraestructura del SEN.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a septiembre de 2024, totalizan 14.261 MW con una inversión de MMUS\$ 18.431, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 84.961 MW con una inversión de MMUS\$ 142.439 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de septiembre, 4 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1.123 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Solar Oriente de 110 MW ubicado en Pozo Almonte y el Parque Fotovoltaico Pillancó de 208 MW ubicado en Los Ángeles (ambos combinan la tecnología solar con baterías).

En este mes se aprobaron 5 proyectos, 3 híbridos solar y baterías (305 MW) y 2 solares (285 MW), y se desistieron/no calificaron 1 proyecto (15,9 MW).

Tabla 7.1:

Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: SEIA

TIPO DE COMBUSTIBLE	EN CALIFICACIÓN		APROBADOS	
	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)
Eólico	2.706	3.781	16.159	27.081
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	4.169	5.199	41.461	66.859
Gas Natural	900	511	7.124	6.327
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	18	8	2.971	6.571
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	825	841	2.322	2.064
Híbrido (Solar + BESS)	4.419	6.280	955	1.914
Híbrido (Eólico + BESS)	1.224	1.810	688	1.106
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	14.261	18.431	84.961	142.439

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas Systepe](#), sección Infraestructura.

8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica el decreto 10T, de 2024 que Fija precios de nudo promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial ([ver más](#)).
- Se publica el decreto 6T, de 2024 que Fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala ([ver más](#)).
- CNE inició Comité público-privado que adjudicará y supervisará estudios de valorización de los sistemas de transmisión 2024-2027 ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°549 de 2024 que aprueba modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, relativas a los artículos 3-8 y 4-29 y sus respectivos artículos transitorios ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°562 de 2024 que aprobó el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2023 ([ver más](#)).
- Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión 2024-2027: CNE abre convocatoria a inscribirse en registro de participación ciudadana ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica RE N°42, de 2024 que Determina plazos de postulación al subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica del primer semestre del año 2025 y el monto máximo de recursos disponibles para el mismo ([ver más](#)).
- Se publica el DE N°233, de 2024 que Modifica decreto N° 136 exento, de 2024, que establece para los años 2024, 2025 y 2026 subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica y regula el procedimiento de concesión, pago y demás normas necesarias para su otorgamiento ([ver más](#)).
- Se publica RE N° 46, de 2024 que Amplía plazos para la resolución de los recursos de reposición interpuestos en contra de la resolución N° 34 exenta, de 2024 ([ver más](#)).
- Comisión de Zonas Extremas de la Cámara aprueba ley que perfecciona los sistemas medianos [Boletín 16627-08] ([ver más](#)).
- Comité de Carbono Neutralidad y resiliencia presenta su informe final ([ver más](#)).



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Coordinador Eléctrico actualiza Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada ([ver más](#)).



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

- Se publica RE N° 27.547, de 2024 que Aprueba instructivo de interoperabilidad que establece los requisitos de integración de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos que preste servicios de recarga de acceso público ([ver más](#)).
- Se publica RE N°28.274, de 2024 que comunica la implementación del portal web para la presentación de controversias de proyectos PMGD ([ver más](#)).





Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web:

Datos de la Operación

Precios

Resumen por Empresa

Suministro a Clientes Regulados

Datos de Infraestructura

CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Bryan Bizarro A.
Líder de Proyectos

bbizarro@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

