



REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

Diciembre 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.

## Balance 2024: un año marcado por el alza de las tarifas a clientes regulados

Entre los temas que afectaron al sector durante 2024, destacan las alzas en las tarifas eléctricas reguladas tras el descongelamiento, las contingencias en distribución por fuertes vientos en el centro-sur, el aumento de renovables y la reconversión de centrales a carbón, junto al interés en sistemas de almacenamiento. En transmisión, la Ley de Transición Energética trajo cambios significativos.

### Alzas por descongelamiento de tarifas y subsidio

En mayo de 2024 se promulgó la tercera ley de estabilización (MPC2, Ley 21.667), para afrontar las alzas previstas producto del incumplimiento con el cronograma de publicación de decretos tarifarios conforme a las leyes anteriores<sup>1</sup>. A enero de 2025, el alza acumulada sería del 61% respecto a enero de 2024, lo que significa que un cliente de Santiago que consume 200 kWh mensuales experimentaría un alza aproximada desde CLP 21 mil a CLP 35 mil en su cuenta de la luz. Además, dicha ley incrementó los intereses acumulados, pasando de USD 650 millones a más de USD 1.850 millones, costo adicional que deberá ser asumido por todos los clientes regulados hasta el año 2035. Pese a que se proyecta cierta estabilidad desde el 2025 en adelante, el tipo de cambio sigue siendo el principal factor de riesgo, junto con la inflación en Estados Unidos y el precio internacional de los combustibles.

Además, la Ley MPC2 definió un subsidio directo que, en primera instancia apunta a 1,6 millones de familias. Conforme a lo establecido en la misma ley, se realizó una mesa técnica, con lo cual el ejecutivo decidió aumentar la cobertura a un universo de 4,7 millones de beneficiarios.

A pesar de la baja postulación al subsidio y las críticas, el ejecutivo sigue tramitando un Proyecto de Ley ("PdL") para ampliar el subsidio eléctrico<sup>2</sup>. En agosto se presentó al congreso a través de tres pilares de financiamiento: (1) un cargo a las generadoras que realicen retiros del sistema para suministrar clientes finales entre 2025 y 2027, imputable a las compensaciones por precio estabilizado de PMGD/PMGs ("Cargo FET"); (2) una sobretasa al impuesto a las emisiones entre 2025 y 2027, y (3) una mayor recaudación de IVA producto del alza de las tarifas. El primer pilar ha generado amplio debate, encontrando gran oposición, debido al impacto material que implicaría sobre las inversiones realizadas en un determinado contexto normativo y regulatorio. El Gobierno presentó indicaciones buscando aminorar el impacto del primer pilar, no obstante, aún con estos cambios las compensaciones a PMGDs/PMGs podrían verse reducidas en hasta un 60% durante meses de invierno en 2025. En caso de que este pilar sea aprobado, hay una serie de aspectos que sería importante aclarar durante la discusión legislativa; por ejemplo, si su aplicación será retroactiva al 1 de enero de 2025 (lo que impactaría los montos a recaudar durante dicho año), o si la indicación relativa a los PMGDs/PMGs que tienen menos de 12 meses de operación considera excluirlos de los pagos durante su primer año, o

simplemente diferir la reducción de sus compensaciones hasta que comience su segundo año de operación (y cómo), en cuyo caso verán acumuladas en un solo año las reducciones que pudieron distribuir en dos.

El PdL fue aprobado en la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados en diciembre, restando ahora su discusión en la Comisión de Hacienda, luego la votación en sala, y posteriormente el segundo trámite constitucional en el Senado.

### Suben los precios de las licitaciones de suministro, marcada por una baja participación

En mayo se llevó a cabo la Licitación 2023/01<sup>3</sup>, donde se licitaron 3.600 GWh/año, energía que fue adjudicada totalmente a Enel Generación a un precio promedio de 56,7 US\$/MWh. Sin embargo, para poder comparar este precio con los de procesos anteriores se debe sumar el traspaso de costos laterales y el cambio de base del punto de oferta en las nuevas zonas definidas para la licitación, por lo que un valor comparable oscilaría entre 71,4 y 75,4 US\$/MWh<sup>4</sup>. Si bien el proceso fue considerado exitoso por la autoridad, dado que se adjudicó la totalidad de la energía, el precio promedio equivalente es el mayor que se obtiene desde la Licitación 2015/02 (octubre de 2015), y solo 5 oferentes de 4 empresas únicas participaron.

Respecto de procesos futuros, la CNE publicó en octubre el informe final de licitaciones 2024 (corregido en diciembre, por la reducción del límite para optar entre el régimen de tarifa libre o regulada de 500 kW a 300 kW), en el cual se proyectaron los volúmenes de energía a licitar durante próximos cuatro años. En línea con los cuestionamientos que planteamos sobre el último proceso<sup>5</sup>, destaca una licitación de corto plazo para cubrir las necesidades de energía entre 2027 y 2029, lo que se podría haber adelantado al proceso de Licitación 2023/01 para hacer frente al complejo escenario de mercado en el que se llevó a cabo.

### Contingencias en distribución ponen en evidencia la falta de incentivos para la inversión

Las fuertes lluvias con vientos de intensidad inusitada en agosto provocaron largas interrupciones de suministro que afectaron a más de 2,4 millones de clientes entre la Región Metropolitana y de la Araucanía<sup>6</sup>. A propósito, surgieron algunas propuestas sobre las medidas a tomar para afrontar una crisis similar en el futuro, tales como el soterramiento de las redes de distribución, la instalación de medidores inteligentes, o que el Estado se hiciera cargo del negocio la distribución, las que probablemente no hubiesen solucionado el problema experimentado.

Las medidas del gobierno, por ahora, consisten en incrementar las multas (como parte del PdL que amplía el subsidio eléctrico), y formular una serie de cargos en contra de las principales empresas distribuidoras que cubren la zona centro-sur del país. De todos, tal vez el que ha causado mayor revuelo es el proceso de caducidad de la concesión contra Enel Distribución. En una

<sup>1</sup> [Reporte Systep sep-2024](#)

<sup>2</sup> [Pardow bajo fuego cruzado: Qué se advirtió sobre inconsistencias en cálculos para el subsidio eléctrico, ExAnte, noviembre 2024](#)

<sup>3</sup> [Acta de adjudicación Licitación 2023/01 CNE](#)

<sup>4</sup> En base a los pagos laterales históricos del 2023 primer trimestre de 2024

<sup>5</sup> [Reporte Systep may-2025](#)

<sup>6</sup> [Santiago registra vientos que superaron los 120 km/h: las razones detrás de estas históricas rachas, La Tercera, Agosto 2024](#)

primera etapa del proceso, se dio un ultimátum buscando que se repusiera el suministro a una determinada cantidad de clientes entre 24 y 72 horas<sup>7</sup>. Al no cumplirse estas metas, la autoridad llevó el proceso a una segunda etapa: la elaboración de una auditoría independiente, la que junto con otros antecedentes permitirá a la SEC elaborar un informe propio que se estima estaría disponible entre el segundo semestre de 2025 y el primer semestre de 2026.

### Plan de descarbonización

Durante noviembre, el Ministerio de Energía publicó el borrador del Plan de Descarbonización en su segunda etapa (periodo 2024-2030), cuyo objetivo es “establecer las condiciones necesarias para un retiro o reconversión adecuada y eficiente de las centrales a carbón”. En particular, se incluye el retiro o reconversión de 9 centrales a carbón antes del año 2026 (2.163 MW), las que ya habían sido anunciadas voluntariamente por sus propietarios; y la consolidación del proceso de descarbonización con la reconversión o retiro de las 8 unidades restantes antes de 2040. Existen desafíos técnicos relevantes que podrían retrasar las fechas, particularmente en el corto plazo (capacidad de transmisión y suficiencia a nivel local, niveles de inercia y potencia de cortocircuito, entre otros); sin ir más lejos, la misma Comisión Nacional de Energía considera en sus Informes de Precios de Nudo de Corto Plazo que 4 unidades no se retirarían antes de 2029 (fecha de puesta en servicio de la nueva línea HVDC entre Kimal y Lo Aguirre), pese a que el propietario (AES Andes) indicó ya en julio de 2021 que ponía a disposición de la autoridad el retiro de dichas unidades a partir de enero de 2025<sup>8</sup>.

### Crecen los proyectos que incorporan almacenamiento

Durante los últimos años se ha visto un creciente interés en el desarrollo de Sistemas de Almacenamiento de Energía (“SAE”) en el SEN. En 2024 entraron en operación cerca de 408 MW<sup>9</sup> y se encuentran en pruebas cerca de 234 MW en SAEs<sup>10</sup> (datos actualizados al 29 de noviembre), y se espera que para el 2025 entren en operación otros 1.500 MW<sup>11</sup>. Esto justificado en que el sector privado ha visto una importante reducción en los costos inversión de estas tecnologías (de 2,5 MMUS\$/MWh en 2010 a 0,27 MMUS\$/MWh en 2023, según IRENA<sup>12</sup>). A lo anterior, se suman los incentivos de mercado: diferenciales de costos marginales día y noche que permiten ingresos atractivos por arbitraje de energía; y la definición de la metodología para calcular los ingresos por potencia de SAEs, introducida mediante el Decreto Supremo N°70 (DS70) publicado en junio de este año<sup>13</sup>.

Aún existen desafíos regulatorios en la operación de los SAE, como la coincidencia de horas de carga, que puede aumentar costos marginales; y la descarga centralizada, que no garantiza ingresos equitativos para los operadores. En un contexto de alta penetración de almacenamiento, se requiere una programación que optimice las descargas según los costos marginales, incluso si esto genera ingresos diferentes entre activos similares.

### Ley de Transición Energética

El 20 de diciembre se publicó la Ley de Transición Energética, la cual busca agilizar el desarrollo de expansiones a la transmisión, de manera de que no sean un cuello de botella para el desarrollo de nuevas iniciativas de generación o consumo.

El proyecto originalmente incluía medidas que fueron polémicas, como la repartición de ingresos tarifarios “extraordinarios” a generadores afectados por congestiones de transmisión, o la realización por parte del Gobierno de una licitación de SAEs, aspectos que fueron eliminados durante la discusión legislativa de manera de destrabar el avance del PdL. Son cuatro los ejes de la nueva ley. En primer lugar, está el traspaso de los procesos de licitación de las obras de ampliación a manos de los propietarios de obras. Por otro lado, se incorporan dos mecanismos de revisión del valor de inversión de las obras de ampliación. El tercer eje incorpora un mecanismo para el desarrollo de obras urgentes, excluidas del Plan de Expansión. Por último, se habilita a los PMGDs para proponer obras en la red zonal, y permitir la operación de medios de generación conectados en distribución.

### ¿Qué esperar en 2025?

Sin duda, el primer semestre de 2025 estará marcado por la discusión legislativa del proyecto de ley que amplía el subsidio eléctrico. Es importante considerar que los subsidios, así como a reducción de tarifas, deben basarse en políticas sostenibles a largo plazo que fomenten la competencia, reflejen costos reales y eviten distorsiones que desincentiven inversiones.

En 2025 será necesario continuar trabajando en el Reglamento de Coordinación y operación para cerrar brechas en la operación de los SAE, y sería ideal que la CNE revise la Norma Técnica de Transferencias de Potencia. Además, a pesar de la creciente incorporación de SAEs, su costo debe seguir disminuyendo para ser competitivo frente a tecnologías convencionales.

El próximo año también estará marcado por una licitación de corto plazo para clientes regulados, que dará luces de si esta modalidad permite acotar el efecto que tienen los vaivenes del mercado spot en las perspectivas de las generadoras.

Para la transmisión, será relevante la implementación de la Ley de Transición Energética, para lo cual durante enero de 2025 la CNE iniciará la consulta pública de una serie de resoluciones reglamentarias necesarias para modificar el esquema de licitación de obras de ampliación, y definir los mecanismos de revisión del valor de inversión adjudicado. También se debe seguir el resultado final del proceso de expansión de la transmisión del año 2024, en el que a nivel de informe preliminar se incluyeron expansiones significativas por MMUS\$ 2.260, donde se destaca un nuevo sistema HVDC entre Lo Aguirre y Entre Ríos.

Para la distribución, urge que la autoridad proponga soluciones a los problemas vistos en agosto con visión de largo plazo. Se debe decidir entre minimizar a toda costa los cortes de suministro, pero con un aumento en las tarifas finales, o realizar mejoras más acotadas buscando mitigar los efectos en eventos extraordinarios.

Aunque la industria eléctrica enfrenta desafíos relevantes —como la falta de capacidad de transmisión y los vertimientos de energía renovable—, el Ministerio no debería añadir barreras adicionales que desincentiven la inversión, tales como fijaciones tarifarias rezagadas o cambios regulatorios improvisados, que han generado un clima de incertidumbre para los actores del sector. El 2025 estará marcado por discusiones normativas, y resulta urgente que la autoridad corrija el rumbo con una gestión más sólida y transparente. Solo así se logrará un entorno que facilite el crecimiento sostenido del sector eléctrico.

<sup>7</sup> [Se cumple plazo de ultimátum a Enel, pero aún hay miles de clientes sin electricidad en la RM, La Tercera, agosto 2024](#)

<sup>8</sup> [Nota de prensa de AES Andes](#)

<sup>9</sup> [Proyectos con EO en noviembre 2024, CEN](#)

<sup>10</sup> [Reporte de proyectos 11-2024, Ministerio de Energía](#)

<sup>11</sup> [Reporte Systep 10-2024](#)

<sup>12</sup> [Renewable Power Generation Costs in 2023 \(irena.org\)](#)

<sup>13</sup> [DS70/2023](#)

## GENERACIÓN

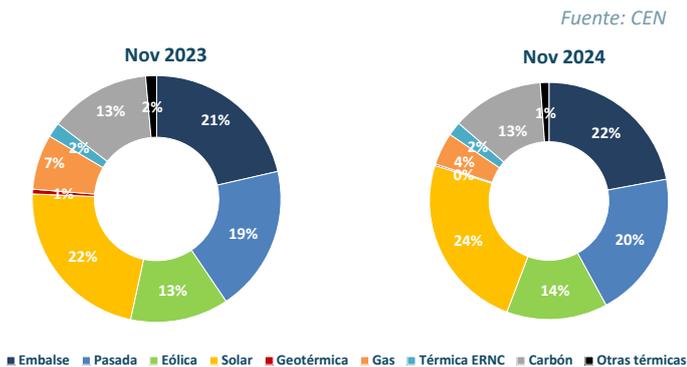
En el mes de noviembre, la generación total del SEN fue de 6.797 GWh/mes, con una variación de -1,2% respecto a octubre de 2024 (6.880 GWh/mes) y con una variación de -0,1% a la de noviembre de 2023 (6.803 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación geotérmica, gas, térmica ERNC, carbón se redujo en un 65%, 39%, 2%, 5%, respectivamente, en relación con noviembre de 2023. En contraste, la participación de la generación eólica, solar, hidráulica aumentaron en un 7%, 8%, 4%, respectivamente, en relación con noviembre de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de noviembre, la potencia máxima generada fue de 11.205 MW el día 25, y la mínima fue de 7.594 MW el día 3. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de noviembre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de noviembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales a gas: Nehuenco II (30 días), Nueva Renca (30 días), Tocopilla-U16 (23 días), Atacama 1 (6 días) y Nehuenco I (1 día); solares: PFV Nuevo Quillagua (30 días); a carbón: Santa María (30 días), Guacolda 4 (30 días) y IEM (1 día); hidráulicas: Rapel (22 días), Rucue (10 días), El Toro (8 días) y Canutillar (2 días); y diésel: Los Espinos (8 días), Llanos Blancos (4 días), Olivos (1 día), Combarbala (1 día) y Termopacifico (1 día).

Figura 1.1:  
Energía mensual generada en el SEN

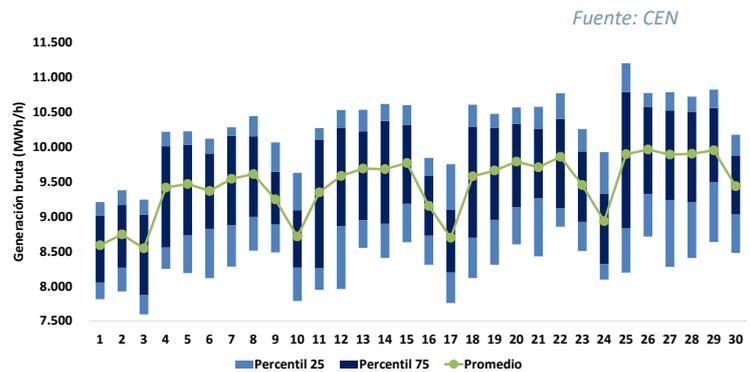


**6.803**  
GWh/mes

Generación  
total del mes

**6.797**  
GWh/mes

Figura 1.2:  
Generación bruta del SEN



**11.205** MW  
máxima

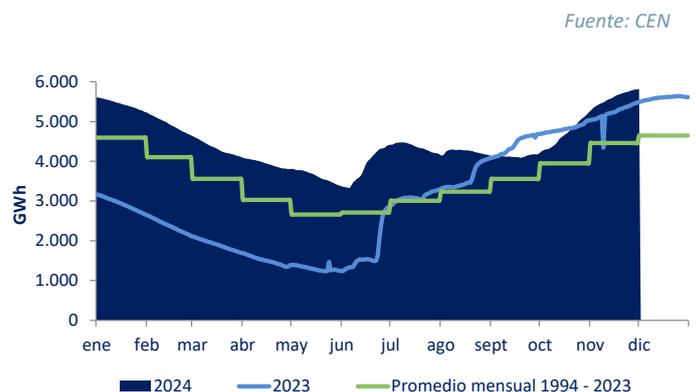
Potencia  
Mes

**7.594** MW  
mínima

## HIDROLOGÍA

En noviembre la energía embalsada en el SEN fue mayor que el nivel del año anterior y superó el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante octubre, el promedio de energía embalsada representó el 125% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). La probabilidad de excedencia de este mes fue de 61,7%, es decir, el 38,3% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:  
Energía almacenada en principales embalses



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

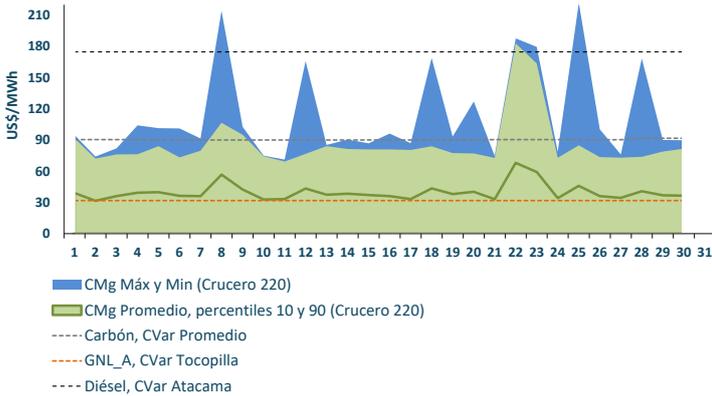
# COSTOS MARGINALES

En noviembre de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 39,9 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -19,3% con respecto a octubre de 2024 (49,4 US\$/MWh), y una variación de -12,6% respecto a noviembre de 2023 (45,6 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 noviembre de 2024 fue de 26,2 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -11,1% con respecto a octubre de 2024 (29,4 US\$/MWh), y una variación de -15,8% respecto a noviembre de 2023 (31,1 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.5).

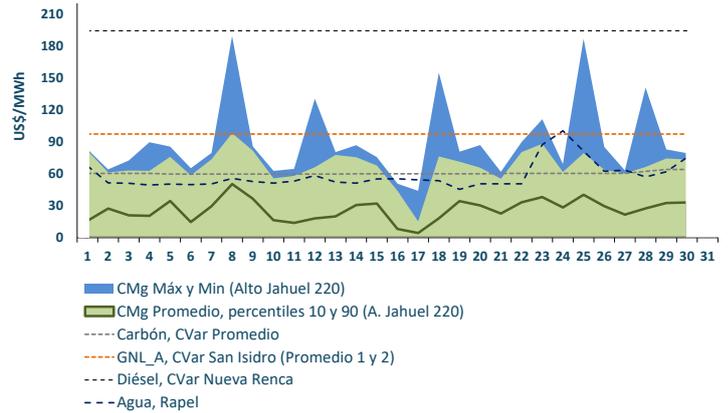
**Figura 1.4:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Crucero 220 kV

Fuente: CEN



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

Fuente: CEN

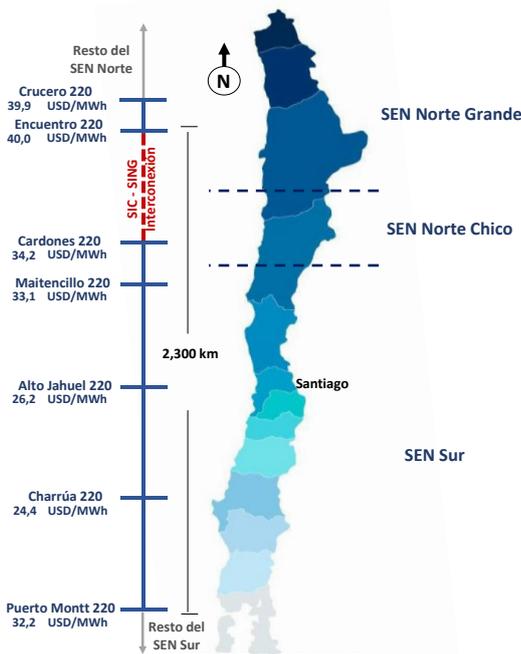


Durante el mes de noviembre se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 1.6).

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

Fuente: CEN



**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

\*Estadística disponible hasta julio 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 2,9% 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 3.903,2 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.151,7 MW son solares, 1.697,5 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 142,0 MW a biomasa, 40,0 MW a diésel y 721,7 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%).

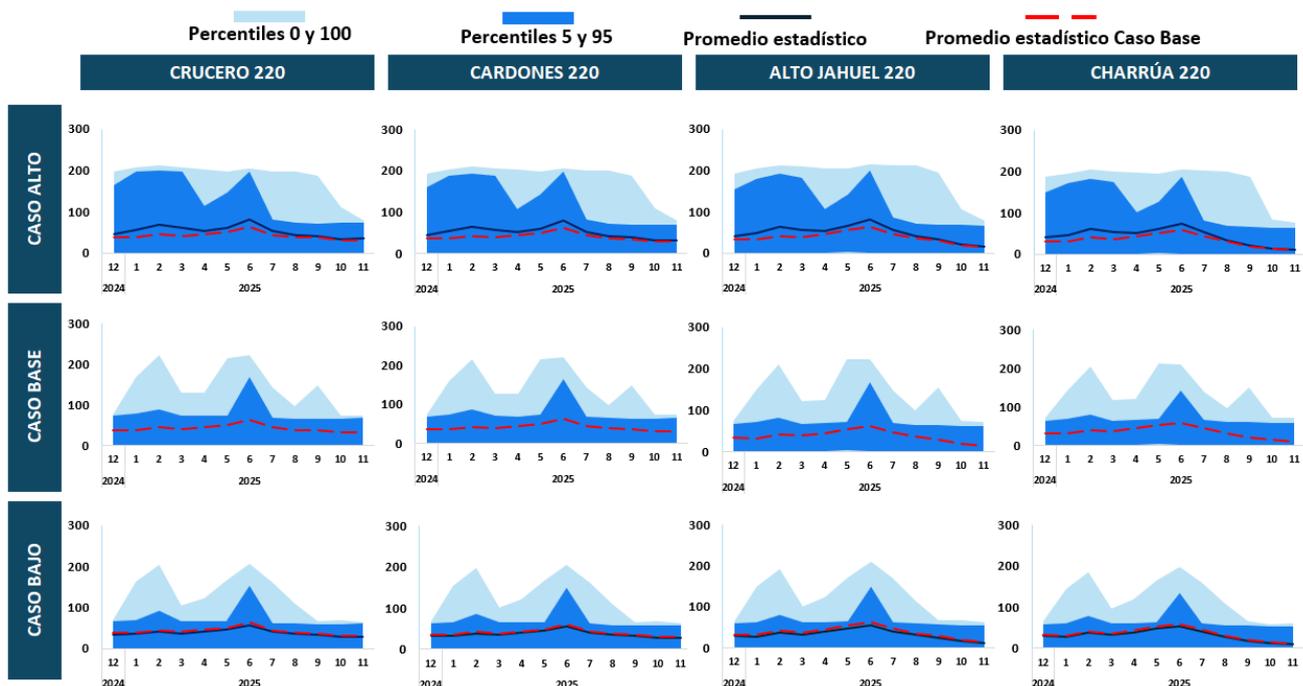
**Tabla 2.1:**  
*Supuestos considerados en las simulaciones*

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
<b>Precios Combustibles</b>				
<b>CARBÓN</b> US\$/Ton	Mejillones*	297	330	363
	Angamos*	130	144	159
	Guacolda*	140	156	172
	Andina	158	175	193
	Hornitos	158	175	193
	Santa María	158	176	193
<b>DIESEL</b> US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	113	126	138
<b>GNL</b> US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	7
	Nehuenco 1	9	10	-
	Mejillones CTM3	6	6	-
	U16	6	7	7
<b>GN</b> US\$ / MM Btu	Kelar (1)	8	9	-
	San Isidro 2	7	7	-
	U16 (2)	10	11	-
	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 noviembre, Enel disminuyó su generación en base a diésel, carbón, gas natural, hidro, solar, eólico y geotérmica. Por su parte, Colbún, aumentó su producción en base a diésel, hidro, solar, eólico, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, gas natural. AES Andes aumentó su generación a hidro, solar, eólico, mientras que disminuyó su generación en base a carbón. Engie aumentó su producción en base a diésel, carbón, solar, eólico, mientras que disminuyó su generación en base a gas natural, hidro. Por último, Tamakaya disminuyó su

generación en base a diésel y GNL.

En noviembre, las empresas Colbún, Tamakaya fueron excedentarias, mientras que Enel, AES Andes, Engie fueron deficitarias.

Empresa:  
**ENEL CHILE**

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Nov 2023	Oct 2024	Nov 2024
Diésel	4	4	2
Carbón	0	0	0
Gas Natural	322	271	140
GNL	0	0	0
Hidro	1.421	1.430	1.384
Solar	329	282	265
Eólico	178	163	155
Geotérmica	42	17	15
<b>TOTAL</b>	<b>2.296</b>	<b>2.166</b>	<b>1.961</b>

### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

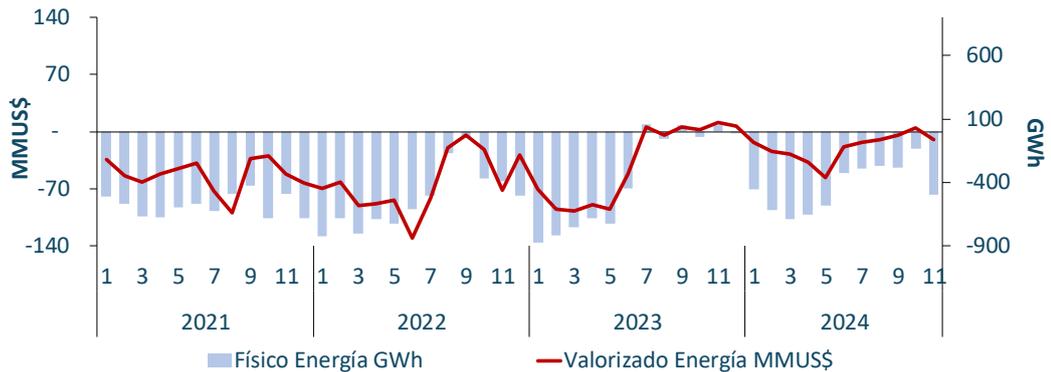
CENTRAL	Nov 2023	Nov 2024
Embalse Ralco	3	2

### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2023	Nov 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)	65,4	57,6
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	202,1	174,7

### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Nov 2024
Total Generación (GWh)	1.961
Total Retiros (GWh)	2.461
Transf. Físicas (GWh)	-500
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-10



Empresa:  
**COLBÚN**

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Nov 2023	Oct 2024	Nov 2024
Diésel	1	1	2
Carbón	0	16	0
Gas Natural	13	91	56
GNL	0	0	0
Hidro	816	739	741
Solar	40	39	48
Eólico	0	29	36
<b>Total</b>	<b>870</b>	<b>915</b>	<b>883</b>

### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

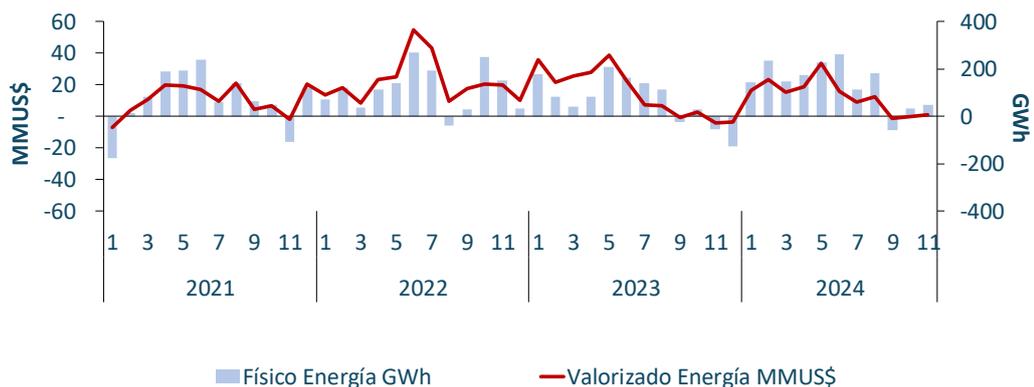
CENTRAL	Nov 2023	Nov 2024
Embalse Colbún	3	0

### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2023	Nov 2024
Santa María	45,4	46,7
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	63,9	58,4
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Nov 2024
Total Generación (GWh)	883
Total Retiros (GWh)	833
Transf. Físicas (GWh)	50
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,82



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

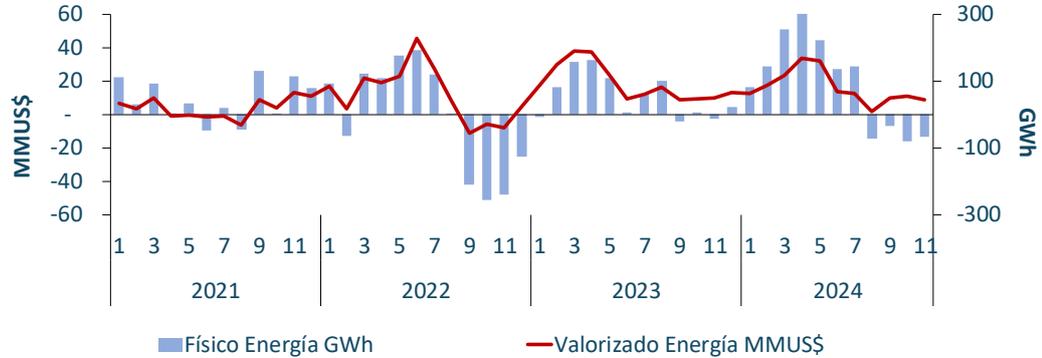
TECNOLOGÍA	Nov 2023	Oct 2024	Nov 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	586	488	487
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	85	81	124
Solar	15	12	14
Eólico	54	43	48
<b>Total</b>	<b>740</b>	<b>625</b>	<b>673</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Nov 2023	Nov 2024
N. Ventanas y Campiche	83.0	65.6
Angamos (prom. 1 y 2)	61.3	60.1
Norgener (prom. 1 y 2)	82.1	0.0

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Nov 2024
Total Generación (GWh)	673
Total Retiros (GWh)	741
Transf. Físicas (GWh)	-68
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

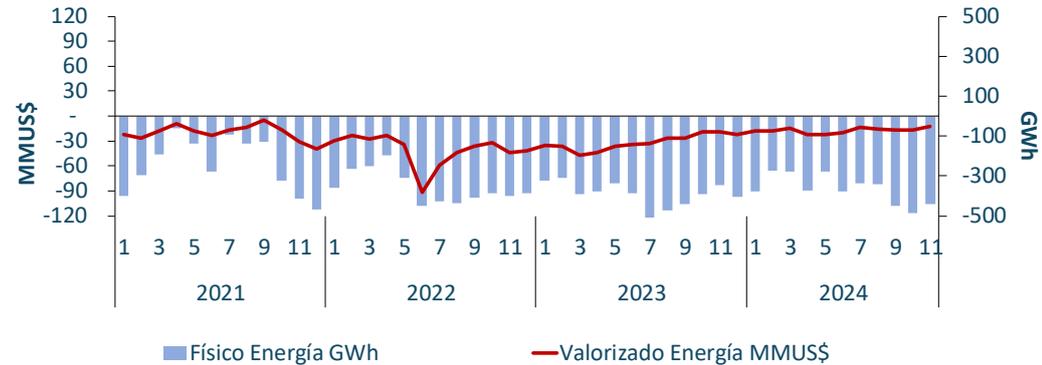
TECNOLOGÍA	Nov 2023	Oct 2024	Nov 2024
Diésel	0	0	1
Carbón	143	30	133
Gas Natural	77	141	67
GNL	0	0	0
Hidro	16	22	11
Solar	75	55	58
Eólico	35	55	68
<b>Total</b>	<b>347</b>	<b>303</b>	<b>338</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Nov 2023	Nov 2024
Andina Carbón	127.6	75.5
Mejillones Carbón	180.0	180.0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	71.7	31.9

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Nov 2024
Total Generación (GWh)	338
Total Retiros (GWh)	779
Transf. Físicas (GWh)	-440
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-12



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

TECNOLOGÍA	Nov 2023	Oct 2024	Nov 2024
Diésel	0	9	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	20	26	21
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>20</b>	<b>35</b>	<b>21</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Nov 2023	Nov 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	108.2	60.1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	164.9	138.6

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Nov 2024
Total Generación (GWh)	21
Total Retiros (GWh)	9
Transf. Físicas (GWh)	13
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



## 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 noviembre de 2024, es de 100 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 y Enel acceden 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 noviembre de 2024 por generador, en barra de oferta\***

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	115	10.465
E-CL	114	7.600
ENEL GENERACIÓN	67	5.935
El Campesino	110	4.024
AES GENER	100	1.319
ACCIONA	101	1.111
COLBÚN	83	1.000
Abengoa	152	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	153	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	57	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	55	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	52	441
San Juan SpA.	135	422
WPD MALLECO (Malleco)	66	398
Pelumpén S.A.	108	346
PUELICHE SUR EÓLICA	58	287
SONNEDIX COX	70	265
Ibereólica Cabo Leonés I S.A.	118	196
WPD MALLECO (Malleco II)	66	192
Otros	101	1.565
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>100</b>	<b>41.079</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 11/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

**Tabla 4.2:**  
**Precio medio de licitación indexado a noviembre 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	105	12.858
Chilquinta	95	3.281
SAESA	97	2.750
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>99</b>	<b>33.017</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 11/2024, 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 octubre 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.268 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.037 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante octubre fue igual a 2.947 GWh, es decir, se superó en un 184% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 57% (1.683 GWh) seguido por el aporte eólico con un 29% (843 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 9% (273 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (135 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 0% (14 GWh).

Durante octubre de 2024 se registró 809,6 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 46,0% con respecto a septiembre de 2024 (554,5 GWh) y un aumento del 144,9% con respecto a octubre del 2023 (330,7 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

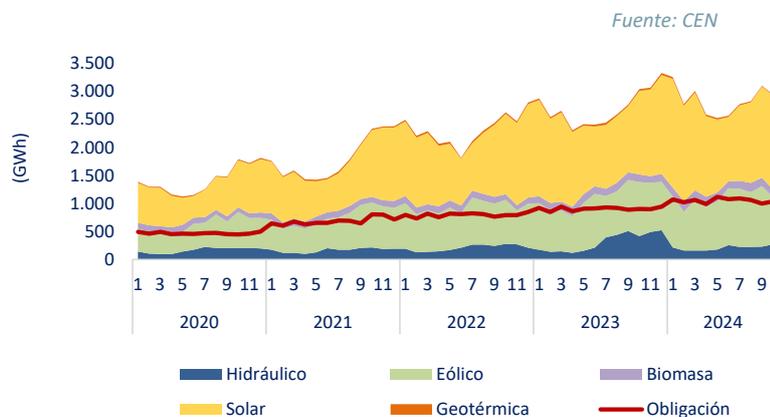
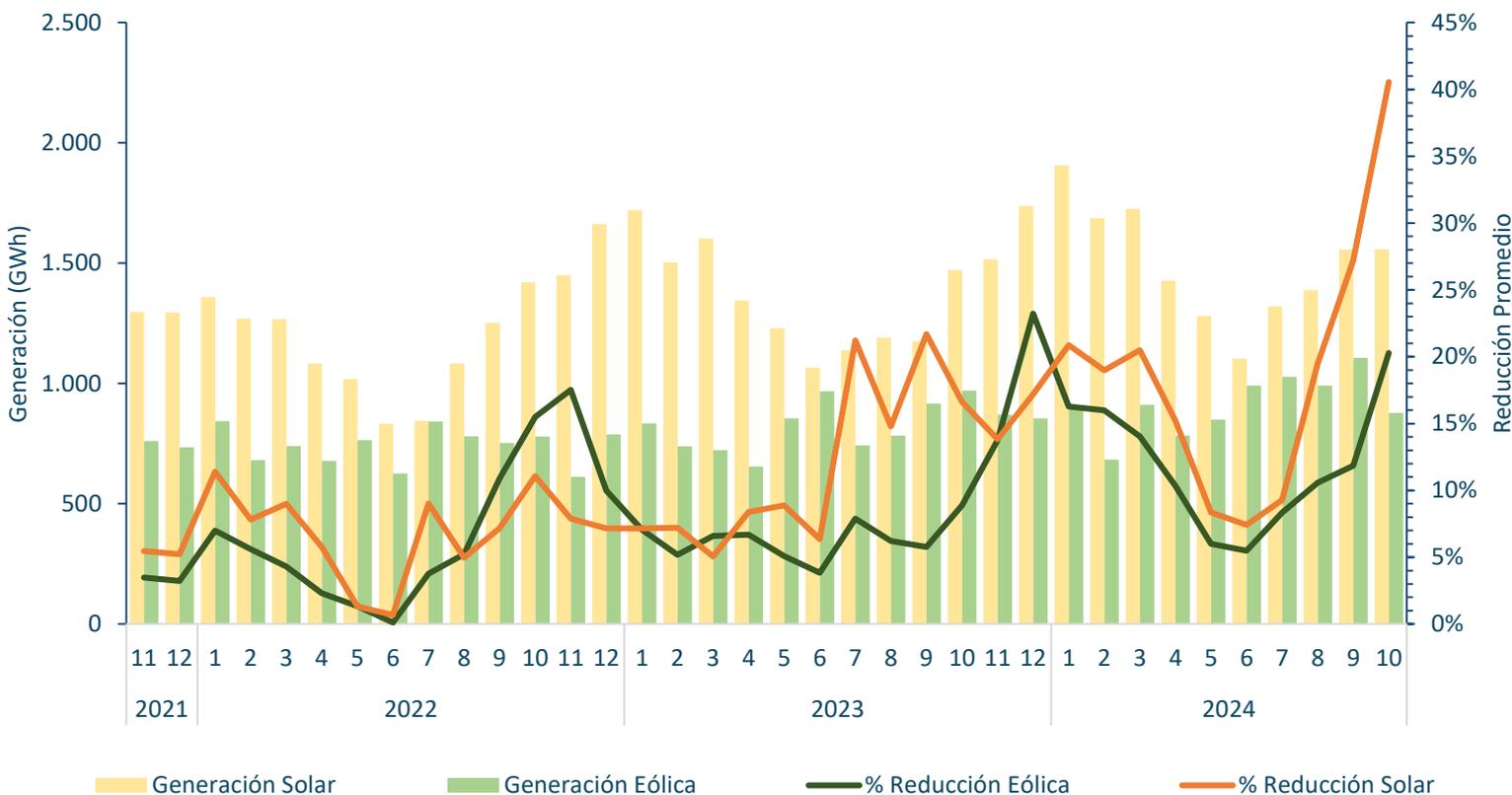


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico\*

Fuente: CEN



\* Datos disponibles hasta octubre de 2024

## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°642 CNE (29-11-2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.729 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 20% corresponde a tecnología solar (758 MW), un 10% a tecnología eólica (374 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 23% de tecnología solar con BESS (840 MW), un 44% de tecnología BESS (1.659 MW) y un 1% 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	
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
PFV Cachiyuyo	oct-25	Solar	50,0
PFV Víctor Jara	oct-25	Solar + BESS	200,0
PV Libélula	nov-25	Solar	139,7
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
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0
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
BESS Víctor Jara	oct-25	Solar + BESS	200,0
BESS Huatacondo	nov-25	BESS	98,0
BESS Arenales	nov-25	BESS	300,0
<b>Capacidad próximos 12 meses</b>			<b>3.728,8</b>

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 noviembre de 2024, totalizan 14.300 MW con una inversión de MMUS\$ 18.724, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 85.782 MW con una inversión de MMUS\$ 143.472 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de noviembre, 8 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1.005 MW, de los cuales destacan el Parque Solar Fotovoltaico Ramaditas de 360 MW ubicado en Pozo Almonte y el Parque Eólico Quebrada Locayo de 240 MW ubicado en Ovalle (ambos combinan fuentes renovables con baterías).

En este mes se aprobaron 7 proyectos, 1 híbrido solar y baterías (212 MW) y 6 solares (131 MW). Por último, se desistieron o no calificaron 3 proyectos (18 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	2.670	3.731	16.303	27.241
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	3.774	4.788	41.898	67.316
Gas Natural	900	511	7.124	6.327
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	9	4	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)	4.658	6.643	1.195	2.331
Híbrido (Eólico + BESS)	1.464	2.206	688	1.106
Almacenamiento	0	0	50	160
<b>Total</b>	<b>14.300</b>	<b>18.724</b>	<b>85.782</b>	<b>143.472</b>

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

# 8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica la RE CNE N°667 de 2024, que aprueba Plan Normativo Anual de la CNE correspondiente al año 2025 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE CNE N°674 de 2024 que aprueba informe técnico definitivo de la fijación de cargos a los que se refieren los artículos 115° y 116° de la ley general de servicios eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°675 de 2024 que aprueba “Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2024-2044 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de diciembre de 2024 ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°678 de 2024 que aprueba Consultor SIGLA S.A. para la realización del Estudio de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión Zonal y Dedicada ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°686 de 2024 que emite Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2024 ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°689 que modifica el Informe Final de Licitaciones de Suministro a Clientes Regulados 2025-2028, incluyendo la rebaja de 500 a 300 kW para optar a cliente libre ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°691 de 2024 que aprueba Informe Técnico Preliminar, de diciembre de 2024, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional. ([ver más](#)).
- CNE inicia consulta pública sobre resoluciones reglamentarias asociadas a la Ley N°21.721 que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de transmisión eléctrica ([ver más](#)).

## MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°266 de 2024 que fija Obras de Ampliación del Plan de Expansión 2023 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE N°58 de 2024 que rebaja límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 147°, literal d) de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica Informe Final de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE N°55 de 2024 que deja sin efecto RE N°4 de 2024, que dicta normas en el marco de solicitudes de modificación de plazos por fuerza mayor o caso fortuito ([ver más](#)).
- Se despachó PDL que amplía la cobertura del subsidio e introduce otras medidas de perfeccionamiento a la ley N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Ley N°21.721 de Transición Energética que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de transmisión eléctrica ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto número 15T de 2024 que Fija precios de nudo promedio en el Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).



## PANEL DE EXPERTOS

- Se rechazó discrepancia de Mantos Cooper contra el CEN respecto a su negativa de autorizar una desconexión programada de una S/E ([ver más](#)).
- Panel de Expertos llevó a cabo 7 audiencias públicas asociadas a la fijación de fórmulas tarifarias de servicios asociados correspondientes al cuatrienio 2020-2024 ([ver más](#)).



## SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

- SEC publicó el Ranking de Calidad de Servicio Eléctrico de las Empresas de Distribución 2024 ([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](mailto:rjimenez@systep.cl)

**Pablo Lecaros V.**  
Gerente de Mercados Eléctricos y Regulación

[plecaros@systep.cl](mailto:plecaros@systep.cl)

**Bryan Bizarro A.**

Líder de Proyectos

[bbizarro@systep.cl](mailto:bbizarro@systep.cl)

[reporte@systep.cl](mailto:reporte@systep.cl)

| [www.systep.cl](http://www.systep.cl)

| RRSS

