



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Junio 2025

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

© 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.

Proyecto de Ley de Sistemas Medianos: lo bueno, lo malo y lo ineficiente

El proyecto de Ley de Sistemas Medianos, en adelante el PdL, ingresado en enero de 2024, ha avanzado rápidamente, logrando consensos entre bancadas tanto del oficialismo como de la oposición, por lo que se podría esperar su pronta aprobación. Este PdL ya fue analizado en nuestra editorial de marzo de 2024¹, sin embargo, en esta oportunidad, se profundizará en tres elementos claves: i) aquello que constituye un acierto regulatorio, ii) aspectos contradictorios con el propio marco normativo de los Sistemas Medianos, y iii) medidas que parecen positivas, pero que sin los resguardos adecuados pueden resultar en ineficiencias económicas a cargo de los clientes.

Es importante recordar que los Sistemas Medianos (SSMM), de acuerdo con el marco normativo actual, son aquellos sistemas con una capacidad instalada entre 1,5 y 200 MW, es decir, en la práctica son sistemas que no se encuentran interconectados con el Sistema Eléctrico Nacional, tales como Palena, Aysén, Puerto Natales y Punta Arenas, entre otros². Producto del tamaño de estos sistemas, estos presentan economías de escala relevantes en todo su rango de producción, lo que implica la presencia de costos medios decrecientes a medida que crece la demanda, característica principal de un monopolio natural. Por lo anterior, **resulta eficiente que exista una única empresa que preste el servicio**, ya que esta puede capturar todas las economías de escala disponibles. Esta situación, no ocurre en el SEN, donde las economías de escala propias de cada tecnología no son comparables con el tamaño del sistema. Por esta razón, los SSMM tienen una regulación especial, que reconoce la existencia de monopolios naturales, donde la autoridad fija las tarifas y determina las inversiones que se deben realizar dentro del período tarifario (4 años).

En este contexto, el PdL busca introducir mejoras que permitan mayor participación de terceros, que faciliten la adopción renovable no convencional y que permitan una ecualización de tarifas con el resto de los usuarios del país mediante la aplicación del Mecanismo de Ajustes y Recargos. Específicamente, el Ministerio de Energía ha señalado que lo anterior, para los clientes de la región de Aysén significaría *“una baja en el precio de la energía del orden del 18% al segundo semestre 2025 lo que se traduce en una baja aproximada en la cuenta final de tarifas no residenciales del 12%”* y el efecto para el resto del país ello implicaría un alza entre 0 y 2% en la cuenta final³.

Sobre lo bueno (pero mejorable)

Los SSMM se tarifican a costo medio, lo que significa que, al menos en teoría, permite a la empresa recuperar sus costos (y rentabilidad asociada), generando los incentivos a la eficiencia productiva y resguardando la viabilidad financiera de la compañía. Para determinar dicho costo medio, la autoridad podría reconocer los costos reales incurridos por la compañía (regulación por costo

de servicio) o determinar costos eficientes para la prestación del servicio (regulación por incentivos). En Chile se ha optado por el segundo esquema.

En el caso de los SSMM, este costo medio eficiente se calcula a partir de un ejercicio teórico, en el cual se determina el conjunto de instalaciones óptimas (independiente de las instalaciones actuales) que permite abastecer la demanda para un horizonte determinado al mínimo costo posible (i.e., proyecto de reposición eficiente). A su vez, mediante otro ejercicio de optimización que sí toma en consideración las instalaciones existentes, se determinan cuáles son las inversiones que se deben realizar de manera vinculante durante el período tarifario (i.e., plan de expansión óptimo). De esta manera, la autoridad por un lado obliga la realización de una determinada inversión, pero no entrega certeza si dicha inversión va a ser reconocida en el costo medio eficiente de la siguiente fijación tarifaria.

La inconsistencia recién planteada, viene a ser resuelta por el PdL solo para las centrales renovables no convencionales y sistemas de almacenamiento, garantizando que serán reconocidas en el costo medio eficiente y por tanto en las tarifas reguladas por los siguientes tres períodos tarifarios (además del actual). Esto reduce considerablemente el riesgo de recuperación de la inversión.

Este acierto puede mejorarse eliminando sesgos tecnológicos, ya que, para la adopción de tecnologías renovables, también se requieren recursos de soporte (unidades térmicas, sistemas de transmisión, condensadores síncronos, por mencionar algunos), a los que no se les garantiza su reconocimiento para los siguientes períodos tarifarios. La falta de dichas inversiones de soporte puede afectar negativamente la adopción de las mismas tecnologías renovables que se busca incentivar.

Sobre lo malo (pero evitable)

De la sección anterior se desprende que los SSMM están altamente regulados y que la expansión de generación y transmisión se realiza centralizadamente, siendo decidida y mandatada por la propia autoridad. Es decir, dado un pronóstico de demanda para un horizonte de tiempo, se determina el conjunto de nuevas instalaciones que abastecen de manera más eficiente tal demanda. Este portafolio factible de instalaciones que pueden ingresar corresponde a proyectos con promotores que proveen todos los antecedentes que garantizan la seriedad de la obra, y a los cuales, en caso de ser óptimos para el sistema, se les asigna la obligación de la construcción y el derecho a recibir beneficios económicos por su instalación y operación.

En este contexto, resulta difícil comprender por qué la autoridad, que ya controla por completo el proceso de expansión y fija las tarifas, busca introducir un esquema de licitaciones similar al del

¹ Proyecto de Ley de Sistemas Medianos: buenas intenciones, Systep, marzo 2024

² Lista de SSMM: Aysén, Palena, General Carrera, Puerto Cisnes, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

³ Tabla 3 en Minuta Efectos tarifarios PdL Sistemas Mediano, Ministerio de Energía, junio 2025

SEN, donde hay características competitivas, a un sistema con condiciones estructurales de monopolio natural. Además de las complejidades intrínsecas de este proceso (dimensionamiento de licitaciones, diseño de bases, discrepancias en el panel de experto, casación por bloques, determinación de precio máximo, entre otros), se suma una capa adicional de incertidumbre, toda vez que una licitación inapropiada podría desplazar inversiones obligatorias realizadas y/o reconocidas en tarifa. Este aspecto también ha sido criticado por las empresas que operan en los SSMM⁴.

Este aspecto aún puede ser subsanado mediante su eliminación desde el PdL, ya que esto no afectaría el cumplimiento de los objetivos planteados por el ejecutivo, ya que no afecta ni la adopción de energías renovables, ni la participación de terceros en el proceso de expansión, ni la ecualización de precios entre usuarios.

Sobre lo ineficiente (y al parecer inevitable)

El objetivo legítimo de disminuir las tarifas que pagan los usuarios de los SSMM (particularmente en Aysén, puesto que en Magallanes existe subsidio al gas natural que le permite tener tarifas similares a las del SEN), puede derivar en prácticas ineficientes e incluso regresivas.

Actualmente, existe el mecanismo de equidad tarifaria en distribución que ecualiza parcialmente las tarifas entre usuarios residenciales tanto del SEN como de los SSMM, mediante un subsidio cruzado entre clientes regulados. Este subsidio beneficia a los usuarios residenciales que están sobre el promedio tarifario y se financia progresivamente, cobrando más a los clientes regulados que consumen más, con excepción de los clientes residenciales que consumen menos de 200 kWh/mes. Esta excepción busca evitar que hogares de menores ingresos en zonas con bajos costos de distribución subsidién a hogares de mayores ingresos en zonas más costosas, dado que el consumo promedio tiende a aumentar con el ingreso⁵.

Sin embargo, el PdL incorpora un elemento regresivo, al exceptuar también de la contribución al subsidio cruzado a los **clientes no residenciales** que se encuentren en comunas con clientes residenciales que lo reciben. De esta manera, una PYME de una comuna vulnerable y de alta densidad (cualquier comuna de bajos ingresos de Santiago) sí contribuirá al subsidio en tanto que una PYME de una comuna de menor densidad no lo hará, independiente que se trate de una PYME de altos ingresos.

Ahora vamos a lo inevitable, la discusión del PdL ha ido construyendo consenso entre el Ministerio de Energía y parlamentarios respecto a que las tarifas que pagan todos los habitantes del país tiendan a ser similares y que la mejor manera de conseguirlo es a través de un mecanismo de ecualización entre todos los clientes regulados. Sin embargo, en la práctica la medida que propone el PdL implica que usuarios del SEN, independiente de sus niveles de ingresos, estarán subsidiando a usuarios de Aysén, también independiente de sus niveles de ingresos. Esta política tiene tal nivel de consenso que la misma medida aparece en el PdL de subsidio eléctrico⁶ que también se encuentra

actualmente en discusión, por lo que su implementación pareciese inevitable.

El planteamiento crítico sobre la ecualización de las tarifas no implica en absoluto desconocer la legitimidad del reclamo de Aysén⁷, por el contrario, solo expone la necesidad de evaluar alternativas adicionales para lograr una reducción efectiva en las tarifas que paga la población. Por ejemplo, para evitar subsidios cruzados regresivos (desde clientes de menores ingresos a clientes de mayores ingresos) se podría analizar la posibilidad de subsidios especiales para los clientes vulnerables de los SSMM o incluso diseños tarifarios por tramos, con niveles de menor costo para una canasta energética determinada. Deben explorarse diseños que no remuevan completamente la señal de precio del bien, la que permite que se consuma la cantidad óptima del bien (es un recurso escaso) y que se realicen las inversiones necesarias.

Si la ciudadanía pierde la señal de precios, **inversiones ineficientes podrían llevarse a cabo con menor escrutinio**, puesto que los usuarios de los SSMM no se verán afectados por esas malas decisiones, las que serán pagadas por la totalidad del SEN.

¿Qué hacer entonces si la ecualización parece inevitable? Se debe generar la institucionalidad adecuada para evitar que la falta de una señal de precio correcta en los SSMM implique ineficiencias. El PdL deja a los reglamentos la relación que existirá entre los Planes Energéticos Regionales y el proceso de fijación tarifaria de los SSMM. Es fundamental para garantizar la eficiencia de las inversiones, que dicha relación esté basada en criterios técnicos, objetivos y de eficiencia económica. **Sería altamente costoso para los consumidores que los planes de largo plazo**, que muchas veces representan escenarios alternativos y anhelos de los participantes de tales procesos, **gatillen inversiones innecesarias en la zona**, o peor aún, que presiones de autoridades de turno busquen el desarrollo de infraestructura con fines distintos a la provisión del servicio. En virtud de lo anterior, es fundamental que los planes de expansión de los SSMM sigan realizándose bajo criterios estrictos de eficiencia económica porque **cualquier ineficiencia no será gratis**, será pagada por un consumidor del SEN.

En resumen, el reconocimiento tarifario de las obras vinculantes es un acierto que podría ser mejorado siendo tecnológicamente neutral, y cuya aplicación podría alimentar el debate sobre el modelo de distribución (sólo para reflexionar, obras vinculantes eficientes que sean reconocidas tarifariamente, no suena a mala idea). La incorporación de licitaciones es contraproducente e innecesario en un proceso que ya es administrado completamente por la autoridad, y solo sumará incertidumbre a las nuevas inversiones. Finalmente, se debe evitar a toda costa inversiones ineficientes y por tanto si la ecualización tarifaria es inevitable, es fundamental que los reglamentos establezcan principios claros para la expansión del sistema, de manera que estos respondan a criterios objetivos y eficientes y no a quimeras, incluso bien intencionadas, porque parte de esas ineficiencias estarán siendo pagadas por los hogares de menores ingresos de nuestro país.

⁴ [Presentación para la Comisión de Minería Y Energía, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., junio 2025.](#)

⁵ [Encuesta de presupuestos familiares.](#)

⁶ [Boletín 17064-08.](#)

⁷ [Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, 14 de mayo de 2025.](#)

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En mayo, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.181 GWh/mes, lo que representa un aumento de 6,0% en comparación con abril de 2025 (6.775 GWh/mes) y una reducción del -4,1% en relación con mayo de 2024 (7.485 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de pasada, geotérmica, gas, diésel, carbón se redujo en 2%, 61%, 27%, 46%, 5%, respectivamente, en comparación con mayo de 2024. En contraste, la generación hidráulica de embalse, eólica, solar aumentó en un 14%, 9%, 4%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en mayo, la potencia máxima alcanzó los 11.870 MW el día 26, mientras que la mínima fue de 7.895 MW el día 11. La Figura 1.2 ilustra el ciclo de generación a lo largo del mes, evidenciando una mayor producción durante los días hábiles y una disminución durante los fines de semana y días festivos.

Durante el mes de mayo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Alfalfal (31 días), Rapel (29 días), Angostura (22 días), Colbún (18 días), La Confluencia (10 días), Chacayes (10 días), La Higuera (7 días), Ralco (5 días) y Cipreses (5 días); a carbón: Guacolda 3 (15 días) y Guacolda 5 (7 días); a gas: Mejillones-CTM3 (13 días), Quintero 1A (10 días), Tocopilla-U16 (6 días), Nueva Renca (6 días), Atacama 1 (5 días), Taltal 2 (3 días) y Kelar (1 día); y solares: Bolero (12 días) y Santa Isabel (2 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

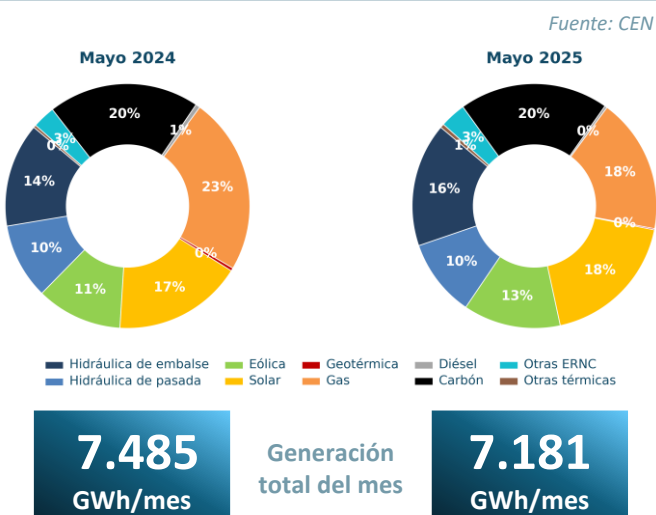
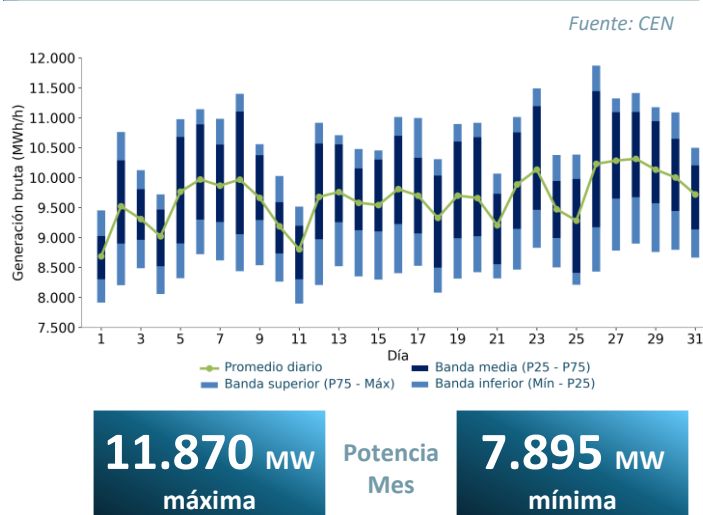


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

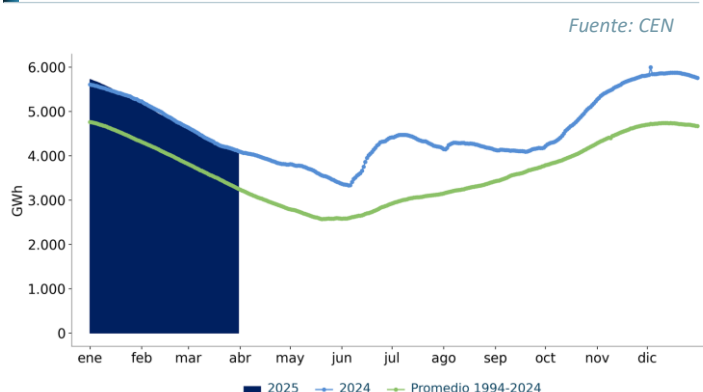


HIDROLOGÍA

En marzo, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2024 (con una variación de -0.1%) y se ubicó por encima del promedio histórico (1994-2024) (con una variación de 26.0%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 89,1%, es decir, el 10,9% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses*



*Estadística del CEN sólo disponible hasta marzo de 2025.

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

COSTOS MARGINALES

En mayo de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 55,3 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -28,2% con respecto a abril de 2025 (76,9 US\$/MWh), y una variación de -30,1% respecto a mayo de 2024 (79,0 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón y gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.4).

En mayo de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 61,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -35,2% con respecto a abril de 2025 (95,4 US\$/MWh), y una variación de -36,8% respecto a mayo de 2024 (97,8 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón y gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.5).

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

Fuente: CEN

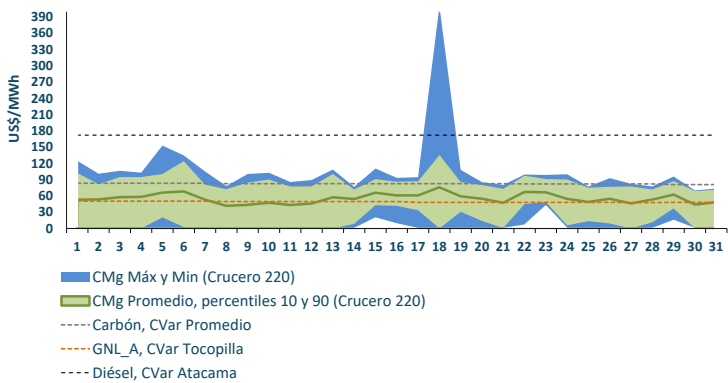
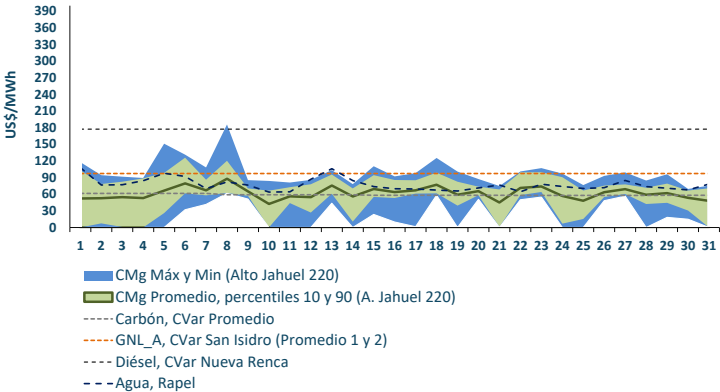


Figura 1.5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



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

En julio de 2024, 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

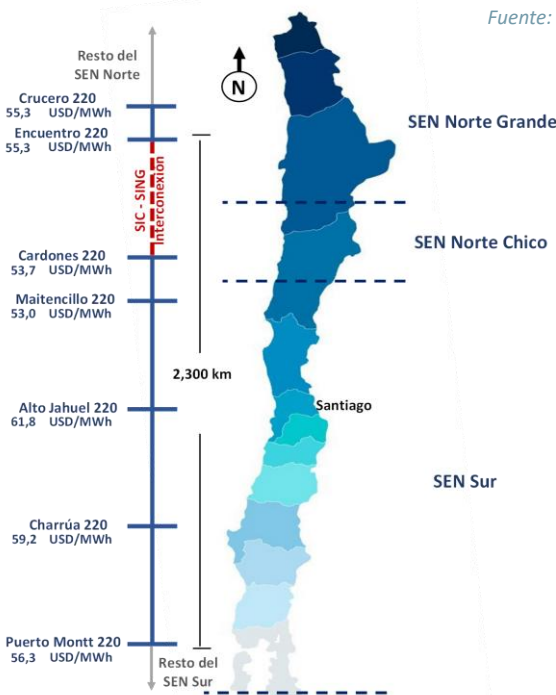


Tabla 1.1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

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 del CEN sólo 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 0,8% para el año 2025 respecto del año 2024. 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 4.923,5 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.199,5 MW son solares, 1.504,7 MW son eólicos, 142,0 MW a biomasa, 40,0 MW a diésel y 2.037,3 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%).

El 16 de junio ocurrió una falla en la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV que dejó sus dos circuitos fuera de operación. Durante la desconexión se alcanzó un costo marginal de 503,3 USD/MWh en la subestación Alto Jahuel 220 kV y un desacople de hasta 300,1 USD/MWh entre las subestaciones Polpaico 500 kV y Nueva Pan de Azúcar 500 kV.

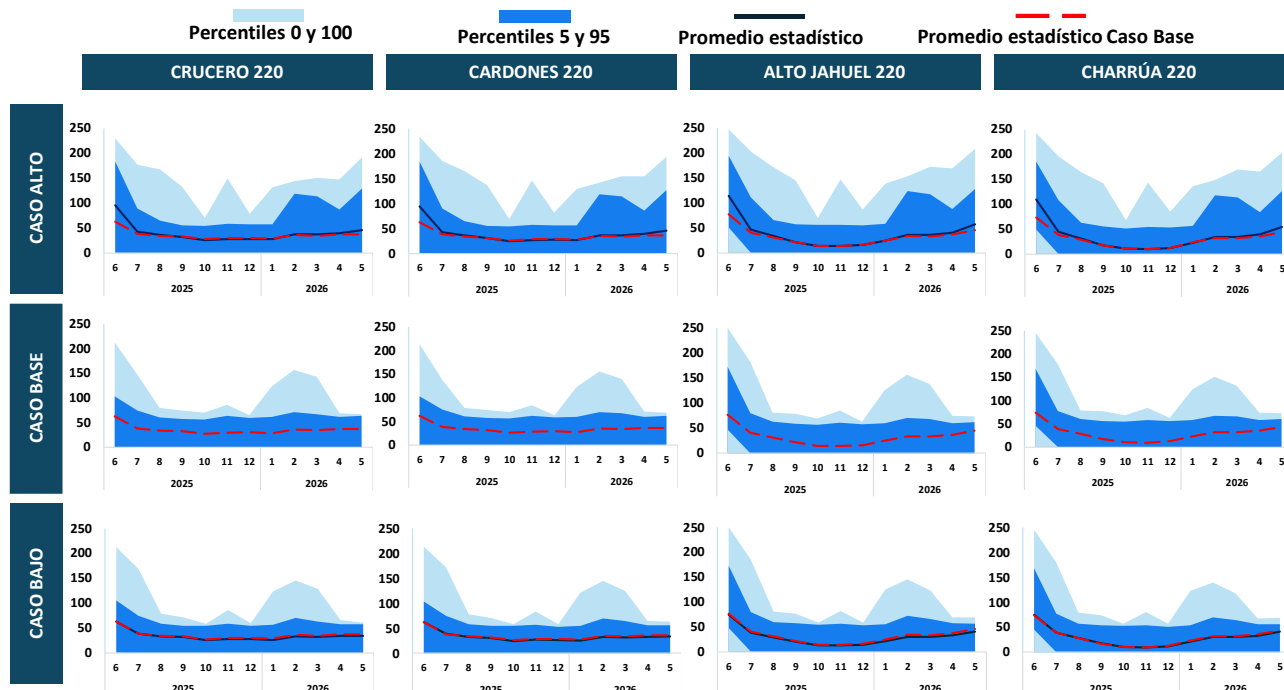
Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	376	418	460
	Angamos*	115	127	140
	Guacolda*	120	133	146
	Andina	106	118	130
	Hornitos	106	118	130
	Santa María	177	196	216
	N. Ventanas	185	206	227
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	111	123	135
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	8	8	9
	Nehuenco 1	10	11	-
	Mejillones CTM3	5	6	-
	U16	6	7	8
	Kelar	8	8	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	6	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	6	7	-
	Nueva Renca	7	7	-

*Se considera el promedio de las unidades

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

Fuente: Systep



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

Por el reciente lanzamiento de la plataforma [Plabacom del CEN](#), los datos de esta sección corresponden a abril.

En abril, Enel aumentó su generación en base a gas natural, mientras que disminuyó su generación en base a diésel, hidro, solar y eólico. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel, hidro y eólico, mientras que disminuyó su generación en base a carbón y gas natural. AES Andes disminuyó su generación en base a carbón, hidro, solar y eólico. Engie aumentó su producción en base a carbón, gas natural,

hidro y eólico, mientras que disminuyó su generación solar. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a diésel y GNL.

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	0	1	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	580	585	702
GNL	0	0	0
Hidro	603	850	797
Solar	293	262	244
Eólico	150	184	150
Geotérmica	32	10	10
TOTAL	1.658	1.892	1.902

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

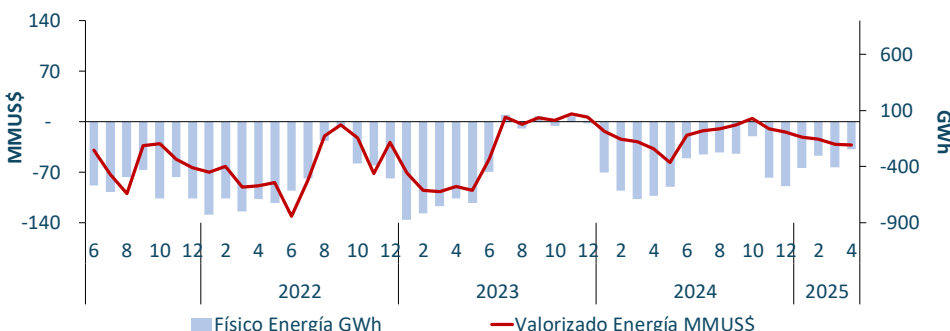
CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Embalse Ralco	71	105

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	97,3	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	60,5	46,0
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	187,1	172,1

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	1.902
Total Retiros (GWh)	2.148
Transf. Físicas (GWh)	-246
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-33



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	2	3	16
Carbón	189	116	0
Gas Natural	393	408	333
GNL	0	0	0
Hidro	389	276	388
Solar	37	42	42
Eólico	0	91	110
Total	1.009	936	888

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

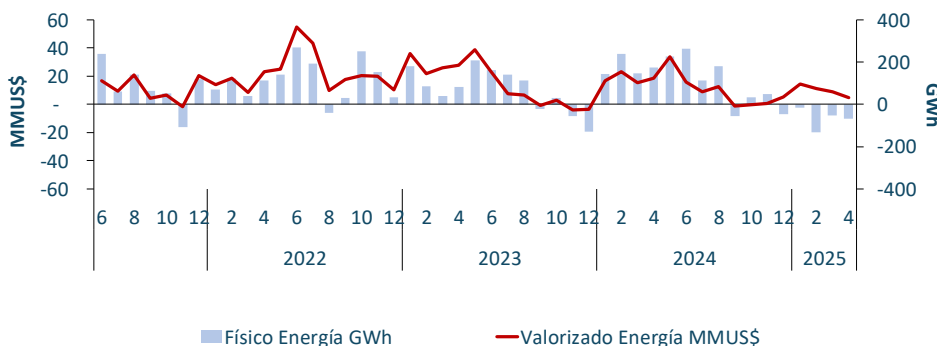
CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Embalse Colbún	75	61

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Santa María	74,8	67,5
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	61,3	52,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	888
Total Retiros (GWh)	957
Transf. Físicas (GWh)	-69
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4,62



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

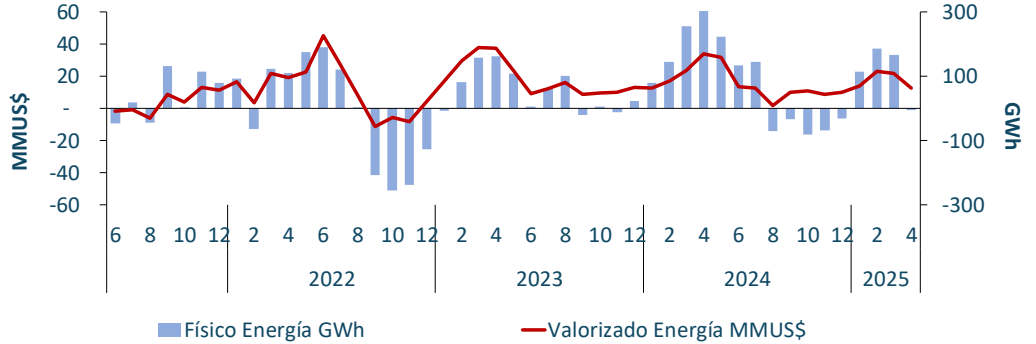
TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	870	670	500
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	86	112	77
Solar	9	42	33
Eólico	44	58	37
Total	1.008	883	648

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
N. Ventanas y Campiche	63,2	110,4
Angamos (prom. 1 y 2)	55,6	56,9
Norgener (prom. 1 y 2)	71,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	648
Total Retiros (GWh)	653
Transf. Físicas (GWh)	-5
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

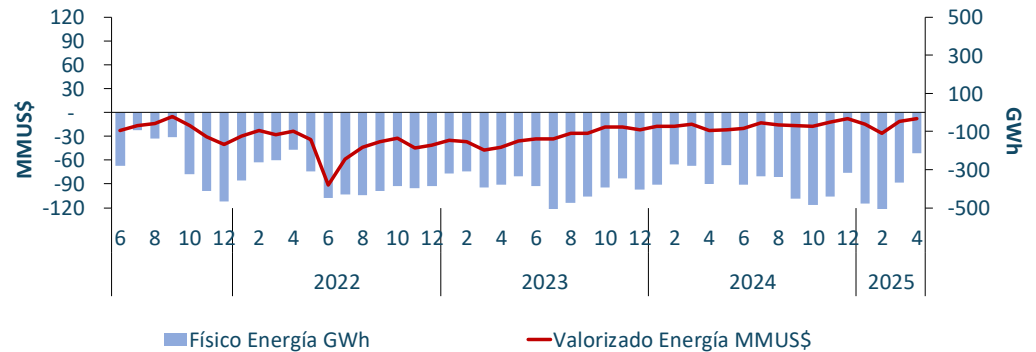
TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	150	286	358
Gas Natural	112	105	135
GNL	0	0	0
Hidro	5	6	8
Solar	71	49	39
Eólico	32	67	80
Total	370	513	620

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Andina Carbón	84,4	59,8
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	29,7	50,2

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	620
Total Retiros (GWh)	833
Transf. Físicas (GWh)	-213
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

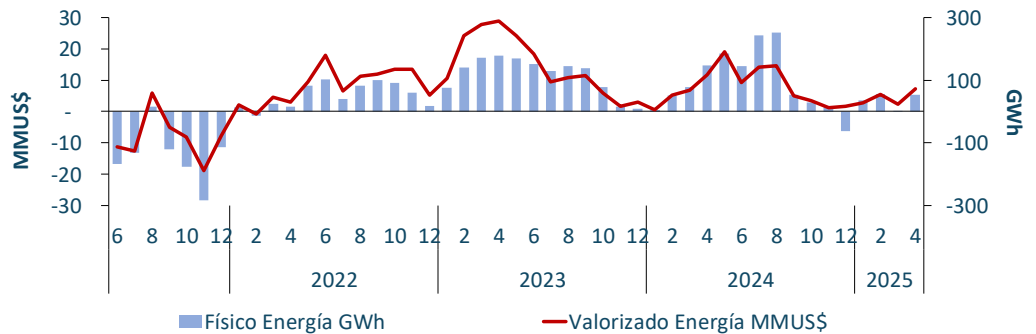
TECNOLOGÍA	Abr 2024	Mar 2025	Abr 2025
Diésel	0	13	30
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	154	4	25
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	154	17	55

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2024	Abr 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	85,7	76,3
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	144,5	133,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2025
Total Generación (GWh)	55
Total Retiros (GWh)	2
Transf. Físicas (GWh)	53
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7



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 mayo de 2025, es de 99 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 Enel accede a menores precios, mientras que Chilquinta accede a los precios más altos en comparación con las distribuidoras restantes.

Los valores de la Tabla 4.1 y 4.2 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2017/01.

Tabla 4.1:

Precio medio de licitación indexado mayo de 2025 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
E-CL	123	7.598
ENEL GENERACIÓN	68	5.936
ENDESA	104	4.125
El Campesino	122	4.022
ACCIONA	102	1.111
COLBÚN	84	1.000
Abengoa	153	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	63	861
Aela Generación S.A.	98	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	52	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	52	640
PANGUIPULLI	122	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	57	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	56	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	53	441
San Juan SpA.	136	422
WPD MALLECO (Malleco)	67	398
Pelumpén S.A.	108	349
PUELICHE SUR EÓLICA	59	287
SONNEDIX COX	70	265
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	119	196
WPD MALLECO (Malleco II)	66	192
Otros	101	1.563
Precio Medio de Licitación	99	33.015

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 5/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

Tabla 4.2:

Precio medio de licitación indexado a mayo de 2025 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
Enel Distribución	95	12.381
CGE Distribución	96	9.354
Chilquinta	99	2.670
SAESA	97	2.146
Precio Medio Muestra	96	26.551

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 5/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

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

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de abril 2025 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.334 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.162 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 2.715 GWh, es decir, se superó en un 134% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 56% (1.512 GWh) seguido por el aporte eólico con un 32% (869 GWh), luego los aportes de tipo biomasa con un 6% (168 GWh) y finalmente la hidráulica, que representó un 6% (158 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (8 GWh).

Durante abril de 2025 se registró 331,6 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -38,3% con respecto a marzo de 2025 (537,0 GWh) y un aumento del 11,3% con respecto a abril del 2024 (297,9 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

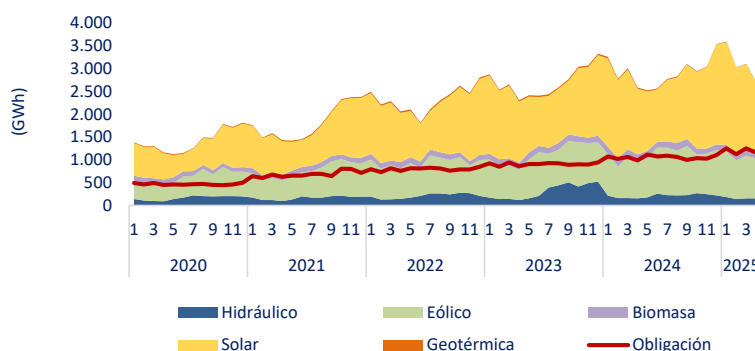
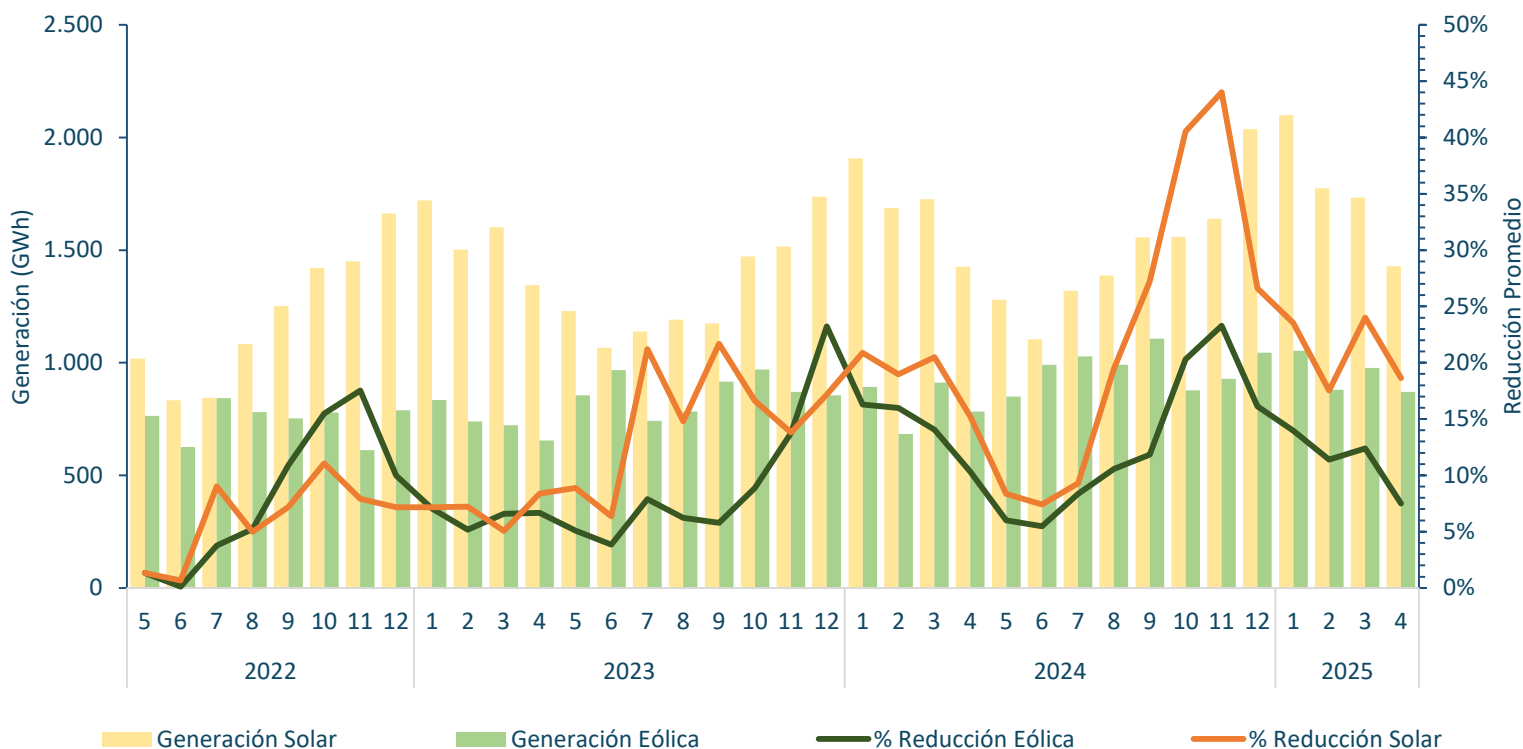


Figura 5.2:
Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°289 CNE (30-05-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 4.070 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 13% corresponde a tecnología solar (536 MW), un 12% a tecnología eólica (505 MW), un 10% de tecnología solar con BESS (402 MW), un 60% de tecnología BESS (2.428 MW) y un 5% de tecnología térmica (200 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	
Andes III (Etapa 1)	may-25	Solar	175,9
PFV Cachiyuyo	oct-25	Solar	50,0
PFV Víctor Jara	oct-25	Solar + BESS	200,0
PV Libélula	nov-25	Solar	139,7
Parque Eólico Cancura	nov-25	Eólica	33,6
PFV Qanqña	dic-25	Solar	80,0
Cala Morritos	ene-26	Térmica	200,0
PV Estepa Solar	feb-26	Solar + BESS	202,4
Parque Fotovoltaico Alcones	mar-26	Solar	90,0
PE Pemuco	abr-26	Eólica	165,0
PE Pampa Fidelia	may-26	Eólica	306,0
BESS Andes III (Etapa 1)	may-25	BESS	171,3
BESS Tocopilla	jun-25	BESS	116,0
BESS Santa Marta	jun-25	BESS	10,0
BESS Bolero	jul-25	BESS	146,0
BESS Huatacondo	nov-25	BESS	98,0
BESS Arenales	nov-25	BESS	300,0
BESS Chaca	nov-25	BESS	228,0
El Pelicano BESS	dic-25	BESS	50,0
Arena BESS	dic-25	BESS	220,0
BESS Estepa Solar	feb-26	BESS	188,0
BESS Arica II	feb-26	BESS	30,0
BESS Elena Fase I	feb-26	BESS	485,0
BESS Los Loros	mar-26	BESS	46,0
BESS Lile	abr-26	BESS	140,0
BESS Libélula	may-26	BESS	199,2
Capacidad próximos 12 meses			4.070,1

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a mayo de 2025, totalizan 15.253 MW con una inversión de MMUS\$ 20.969, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 88.980 MW con una inversión de MMUS\$ 147.230 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de mayo, 4 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 465 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Los Boldos de 300 MW ubicado en La Ligua y el Parque Fotovoltaico Colachi de 136 MW ubicado en Til-Til.

En este mes se aprobaron 4 proyectos: 2 solares (59 MW) y 2 eólicos (223 MW). Por último, se desistió 1 proyecto híbrido solar con almacenamiento (244 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	3.532	4.786	16.720	27.977
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	3.471	4.716	42.772	68.287
Gas Natural	0	0	7.506	6.343
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	2.980	6.575
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	1.147	1.231	2.364	2.082
Híbrido (Solar + BESS)	5.164	7.290	2.661	4.328
Híbrido (Eólico + BESS)	1.739	2.596	697	1.122
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	15.253	20.969	88.980	147.230

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- CNE anuncia que próximamente tendrá novedades en regulación sobre seguridad, Servicios Complementarios y robustez de la red ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N°51, de 2024 que Modifica Decreto N°134, de 2016, que aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°333, de 2025 que aprueba Informe Técnico Definitivo para la fijación de los cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto Exento N°156, de 2025 que modifica Decreto Exento N° 136, 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 en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°40, de 2025 que determina plazos de postulación al subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica del segundo semestre del año 2025 y el monto máximo de recursos disponibles para el mismo ([ver más](#)).
- Ampliación del subsidio eléctrico: Senadores rechazan aumento de multas a empresas eléctricas por cortes de luz ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Coordinador Eléctrico Nacional publica complemento a la Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del año 2025. Estudio contempla 7 proyectos para reforzar las redes de transmisión nacional y zonales, por un valor de inversión referencial de US\$ 143 millones ([ver más](#)).

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES



- SEC formula cargos al Consejo del Coordinador Eléctrico por entregar información incompleta y errónea para el pago de compensaciones por cortes de luz ([ver más](#)).
- SEC fiscaliza en Mejillones instalaciones de ENGIE y CGE tras nuevos cortes de luz y no descarta multas ([ver más](#)).

PANEL DE EXPERTOS



- Discrepancia 21-2025: Casablanca Transmisora de Energía S.A. presentó una discrepancia ante el Panel de Expertos luego de que el CEN no formalizara la entrada en operación del tramo “Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca” del proyecto homónimo, pese a que las instalaciones fueron energizadas satisfactoriamente el 27 de marzo de 2025 y se acreditó el cumplimiento de todos los requisitos técnicos y administrativos exigidos por la normativa vigente, incluyendo la presentación de la declaración jurada conforme al artículo 72°-17 de la Ley N°20.936 ([ver más](#)).
- Discrepancia 22-2025: Casablanca Transmisora de Energía S.A. presentó una discrepancia ante el Panel de Expertos contra el CEN por fijar la entrada en operación del proyecto “Nueva Línea de Transmisión 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa – Etapa 1 (tramo Agua Santa – La Pólvora)” al 6 de enero de 2025 en lugar del 19 de diciembre de 2024, argumentando que ya se habían cumplido todos los requisitos técnicos y documentales para esa fecha, y que la exigencia posterior del CEN sobre la entrega del Acta de Pruebas End to End fue extemporánea, no esencial y contraria a los criterios previamente establecidos ([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

Revisa SystepAI, nuestra nueva plataforma para el monitoreo del
mercado eléctrico:



CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V.

Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Rodrigo Vidal C.

Ingeniero de Estudios

rvidal@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

