



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Noviembre 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.

Plan de Descarbonización: Comentarios y consideraciones

Durante el mes de noviembre el Ministerio de Energía publicó el borrador del Plan de Descarbonización (PdD)¹ que tiene como objetivo “establecer las condiciones necesarias para un retiro o reconversión ordenada y eficiente de las centrales a carbón”. En particular, el foco del PdD es “establecer las condiciones necesarias de una Segunda Etapa” que incluye el: i) retiro o reconversión de 9 centrales antes del año 2026 (2.163 MW) sujeto a “la capacidad del sistema eléctrico y de la infraestructura asociada” y ii) la consolidación del proceso de descarbonización para el año 2030. Esto cambia respecto a las fechas indicadas en el Informe Técnico Preliminar de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, en particular 4 centrales (1.097 MW) adelantarían su retiro del año 2029 al año 2025².

Son 4 los ejes que sostienen el objetivo de avanzar en el retiro del carbón de la matriz eléctrica. Estos se centran en el desarrollo de las condiciones habilitantes de mercado de corto y largo plazo, infraestructura de transmisión (Tx) y de la operación de la red. Cada uno de estos ejes está compuesto de “acciones” a través de la propuesta de “medidas”, que ascienden a un total de 10 acciones y 45 medidas. A continuación, se resumen los ejes.

Eje 1: Desarrollo urgente de proyectos energéticos

Este eje se centra en los “procesos administrativos asociados a la tramitación de proyectos”, y plantea la necesidad de “incorporar un enfoque territorial” de la planificación energética.

En reportes anteriores se ha destacado el rol de la planificación territorial y el trabajo conjunto con las comunidades, temas tratados en este eje. Además, el PdD plantea “incentivos a los proyectos de energía que aporten al cumplimiento de las metas climáticas nacionales” a través de la reducción de rentas concesionales de terrenos fiscales, cooperación con Japón y Corea en la reconversión de centrales, incentivos tributarios a la inversión privada en investigación y desarrollo en proyectos y potenciar instrumentos de fomento de Corfo, entre otros.

Eje 2: Transmisión eléctrica como habilitante

Este eje promueve la Tx como elemento clave en la transición, preparando oportunamente “la infraestructura necesaria para el transporte de la energía e integración masiva de energía renovable”.

La primera acción refuerza “la señal de localización” mediante ajustes en la tarificación de la Tx, incorporación de derechos a rentas de congestión e inversión de Tx a riesgo de privados.

El motivo de “ajustar el sistema de tarificación de la Tx hacia un estancillado mixto” es “la creación de zonas de generación alejadas de los centros de consumo y con capacidad insuficiente de Tx, lo que ha desencadenado una necesidad adicional de infraestructura a costo de la demanda”. El PdD promueve esta iniciativa “sin que ello implique generar barreras de entrada”, no obstante, los suministrados incorporarían inevitablemente los costos por concepto de Tx en los precios ofertados de energía. Además, en la actualidad, la expansión de la Tx centralizada que

desencadena la “infraestructura a costo de la demanda” es eficiente económicamente³.

Por otro lado, la inversión de Tx a riesgo de privados se concibe de manera complementaria a la expansión centralizada, en situaciones en que los inversionistas “estén dispuestos a asumir, en parte, el costo y riesgo de su desarrollo”. Este tipo de obras deberían ser impulsadas y utilizadas por nuevos focos de generación, o habilitar la posibilidad que generadores en operación cambien sus puntos de conexión hacia estos nuevos sistemas de Tx para mitigar problemas de congestión, de manera de evitar que la expansión descentralizada afecte a la planificación centralizada⁴.

La segunda acción tiene el propósito de un “desarrollo eficiente, oportuno y resiliente” mediante medidas que apuntan a crear tanto una nueva figura denominada “Obras Estratégicas” (OOEE) como también una institucionalidad intersectorial, la posibilidad de exención del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), perfeccionar los modelos de planificación, mejorar el proceso de acceso abierto, incorporar nuevas tecnologías y el uso eficiente de las redes, y acelerar el desarrollo de los proyectos.

Respecto a las OOEE, estas corresponden a “una cartera de obras de transmisión clave para la descarbonización”. La concepción de las OOEE se realizará en la planificación energética de largo plazo (PELP), siendo incorporadas al plan de expansión de la Tx. Estas obras serán licitadas a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Los beneficios de las OOEE están asociados a un tratamiento diferenciado y prioritario de permisos y exenciones. Respecto a esto, las OOEE además de ser clave por su “aporte incidente al cumplimiento de la Ley 21.455”, también deben considerar un criterio económico en la operación.

Respecto al perfeccionamiento de los modelos de planificación, se propone incluir los recursos energéticos distribuidos, aumentar la granularidad del análisis, optimización conjunta de un portafolio de proyectos de Tx, y conceptos de resiliencia.

Otra medida no menos relevante corresponde a “establecer incentivos en la remuneración de la transmisión que promuevan el uso eficiente de la infraestructura eléctrica y la incorporación de nuevas tecnologías”. La medida apunta a “un mejor monitoreo de las redes de transmisión, o automatismos que permitan modificar los flujos”.

Eje 3: Operación de corto plazo segura y flexible

Este eje tiene como objetivo “establecer las señales necesarias para mejorar en particular la operación flexible del sistema”, en términos de la fortaleza de la red, i.e., inercia y potencia de cortocircuito en un escenario altamente renovable.

La primera acción propone la “identificación continua y oportuna de los requerimientos que garanticen la seguridad y fortaleza en el sistema eléctrico” mediante medidas que apuntan al abastecimiento de gas natural (GNL), infraestructura resiliente vinculada a combustibles de transición, y el monitoreo constante

¹Plan de Descarbonización, Ministerio de Energía, 2024.

²ITP Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, segundo semestre, CNE, 2024.

³Artículo 71, REGLAMENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN, Ministerio de Energía, 2016.

⁴Transmission Planning for the 21st Century: Proven Practices that Increase Value and Reduce Costs, Brattle y Grid Strategies LLC, 2021.

de los impactos del retiro de centrales en términos de seguridad, sustentabilidad y costos del sistema.

El GNL juega un rol clave en el retiro de las centrales a carbón. En particular, se plantea realizar estudios que detecten problemas en la seguridad de abastecimiento en distintos horizontes de tiempo. Respecto a esta medida, se sugiere estudiar y comparar otras tecnologías como por ejemplo paneles fotovoltaicos (PFV) y parques eólicos con baterías⁵, centrales de bombeo⁶ e incluso interconexiones internacionales⁷, que podrían resultar más atractivas frente a la volatilidad de precios de los recursos fósiles.

La segunda acción busca generar “mecanismos e incentivos para que los distintos agentes que pueden prestar estos atributos al sistema se integren a los mercados existentes”. Esto mediante modificaciones del mercado de servicios complementarios (SSCC), participación de la demanda, modificaciones en la programación y operación, establecer definiciones relativas a la operación de sistemas de almacenamiento, monitoreo de la generación eléctrica incluyendo a los PMGDs, y monitorear el avance y desarrollo de convertidores Grid-Forming (IBRs GFM).

El monitoreo de la generación eléctrica busca visualizar en tiempo real la generación PMGD. En este punto se menciona que “será posible aplicar medidas de reducción de energía con el objeto de garantizar una operación confiable y a mínimo costo”. No queda claro cuál es el alcance de las reducciones y por ejemplo si afectará la opción de autodespacho de los PMGDs. Esta medida no solo debería apuntar a posibles reducciones de generación, sino también a posibles aumentos en su despacho respecto a la potencia consignada por el Informe de Criterios de Conexiones cuándo existan holguras en las redes.

Respecto a monitorear el avance y desarrollo de la tecnología IBRs GFM. Respecto a esto, es importante estudiar la experiencia internacional, por ejemplo, el National Energy System Operator (NESO) licitó atributos de potencia de cortocircuito e inercia⁸. Dentro del portafolio licitado se encuentran soluciones como los IBRs GFM.

Finalmente, se plantea una tercera acción para perfeccionar la “conformación de precios en el mercado mayorista”. Las medidas de corto plazo que se proponen son “que los agentes del mercado sean directamente responsables de los costos” asociados a los desvíos entre la programación y operación, incorporar en la metodología actual del cálculo del valor del agua la provisión de flexibilidad, y “reconocer en el precio de la energía las necesidades de flexibilidad del sistema”.

Eje 4: Robustecimiento del mercado de largo plazo

El último eje apunta a robustecer el mercado de largo plazo y la promoción a la electrificación limpia de la demanda.

La primera acción que se plantea es mejorar la competencia en el abastecimiento de clientes finales a causa de que los suministradores se han visto enfrentados a pagos laterales o a la disminución de la demanda regulada (migración de cliente regulado a libre). En esta línea las medidas apuntan a reformular las licitaciones de suministro, revisar y robustecer la institucionalidad en materia de monitoreo de la competencia, y promover la competencia en la comercialización de energía.

Respecto al punto de disminución de la demanda regulada, es interesante mencionar el caso de Australia, donde la demanda

máxima se encuentra en torno a los 35 [GW]⁹, mientras que la generación solar residencial alcanza una capacidad instalada de 13 [GW]¹⁰. En un país como Chile, donde el potencial solar es similar al de Australia, podría disminuir aún más la demanda residencial. Así, este fenómeno estresaría más la situación financiera de los generadores PFV de gran escala.

La segunda acción que se plantea es la modernización de los mercados de SSCC y potencia en la señal de largo plazo mediante medidas que apuntan a revisar el esquema complementario de licitaciones de largo plazo, con un enfoque en nuevas inversiones a requerimiento, y diagnosticar el desempeño del mecanismo vigente de remuneración de potencia. En este contexto, se plantea implementar mecanismos adicionales en el mercado de SSCC evaluando la posibilidad de la inclusión de contratos de mediano y largo plazo. Además, se propone evaluar la posibilidad de incluir a la demanda para prestar suficiencia al sistema.

Finalmente, la tercera acción pretende habilitar y robustecer los instrumentos de precio al carbono mediante medidas como habilitar un sistema de comercio de emisiones y otras tecnologías energéticas bajas en carbono, incorporar el impuesto a emisiones en el costo variable, establecer una metodología de cálculo de factor de emisión y factor de emisión residual, y formalizar la plataforma RENOVA del CEN como certificadora oficial de trazabilidad de energías renovables.

A modo general, el “mercado eléctrico basado en costos auditados no permite que los participantes puedan reflejar sus costos de oportunidad”, lo que es relevante en un escenario de gran porcentaje de plantas generadoras de costo variable de operación nulo en el SEN. En consecuencia, es importante establecer metas claras de una reforma al mercado actual¹¹.

Conclusiones

El PdD muestra el compromiso de Estado con la transición energética, con foco en el retiro de centrales a carbón y la consolidación de una matriz renovable para 2030. Los cuatro ejes desarrollados son: desarrollo de proyectos, fortalecimiento de la Tx, operación flexible del sistema y modernización de mercados. Cada eje propone acciones y medidas que buscan la viabilidad técnica y económica del sistema eléctrico durante la transición.

Dentro de este contexto, la infraestructura de Tx juega un papel clave para incorporar masivamente la generación renovable. Aunque se plantean mecanismos de desarrollo de la Tx a riesgo de privados, es necesario transparentar con anticipación su implementación para evitar conflictos con la planificación centralizada. Por otro lado, el fortalecimiento de la operación flexible mediante nuevas tecnologías es fundamental, pero se requieren incentivos claros para su adopción.

Finalmente, el PdD reconoce la importancia de robustecer el mercado eléctrico, en línea con la propuesta publicada por el CEN. Sin embargo, desafíos como la disminución de la demanda regulada en zonas con alta generación solar y la dependencia de combustibles de transición requieren más atención. En general, el PdD ratifica el compromiso de Estado con la transición, pero su implementación y éxito dependerá del compromiso público-privado y de la estabilidad regulatoria.

⁵ [Guidelines to implement battery energy storage systems under public-private partnership structures, The World Bank, 2023.](#)

⁶ [Central de Bombeo Paposo, un proyecto inédito en Chile para generar y almacenar energía limpia usando agua desalinizada, País Circular, 2024.](#)

⁷ [Electricity Grids and Secure Energy Transitions, IEA, 2023.](#)

⁸ [Scotland's wind success story bolstered by £323m stability investment, NESO, 2022.](#)

⁹ [Seasonal peak demand – NEM, AER, 2024.](#)

¹⁰ [Cumulative by year, solar residential generation, AEMO, 2024.](#)

¹¹ [Coordinador Eléctrico publica informe de propuesta para reforma al mercado eléctrico mayorista, CEN, 2024.](#)

GENERACIÓN

En el mes de octubre, la generación total del SEN fue de 6.880 GWh/mes, con una variación de 2,6% respecto a septiembre de 2024 (6.707 GWh/mes) y con una variación de -0,2% a la de octubre de 2023 (6.893 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

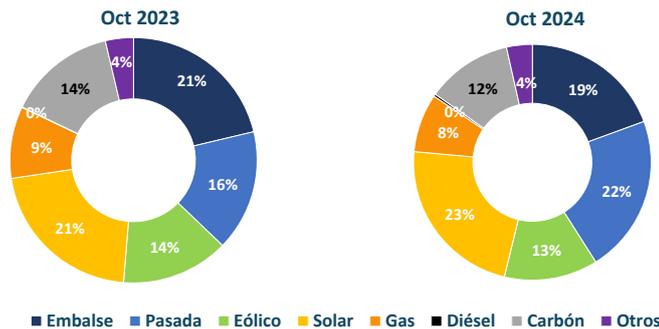
La participación de la generación eólica, gas, carbón se redujo en un 10%, 15%, 18% respectivamente en relación con octubre de 2023. En contraste, la participación de la generación hidráulica, solar, diésel aumentaron en un 10%, 6%, 395% respectivamente en relación con octubre de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de octubre, la potencia máxima generada fue de 10.815 MW el día 28, y la mínima fue de 7.568 MW el día 27. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de octubre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de octubre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales a gas: Nueva Renca (31 días), Nehuenco II (31 días), San Isidro I (10 días), Tocopilla-U16 (6 días), Atacama 1 (3 días), Atacama 2 (2 días) y Taltal 1 (2 días); a carbón: IEM (31 días), Guacolda 4 (14 días), Guacolda 2 (14 días) y Angamos-ANG1 (3 días); hidráulicas: Angostura (21 días), Canutillar (10 días) y La Higuera (5 días); diésel: Los Pinos (16 días), Los Guindos TG1 (4 días), Antihue (3 días) y Chagual (2 días); y solares: PFV Santa Isabel (3 días) y PFV Nuevo Quillagua (3 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



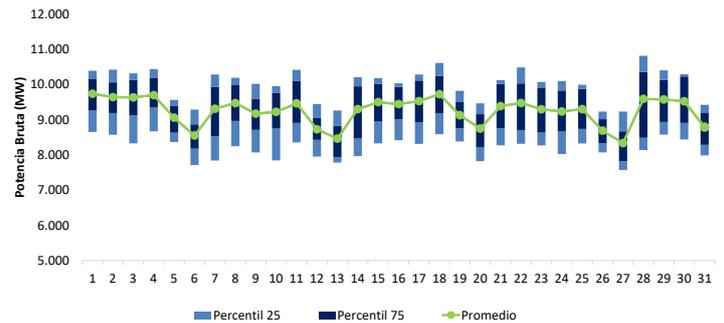
6.893
GWh/mes

Generación
total del mes

6.880
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



10.815 MW
máxima

Potencia
Mes

7.568 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En octubre 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 118% 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 octubre de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 49,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 6,3% con respecto a septiembre de 2024 (46,5 US\$/MWh), y una variación de -7,1% respecto a octubre 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 octubre de 2024 fue de 29,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -23% con respecto a septiembre de 2024 (38,2 US\$/MWh), y una variación de -40,5% respecto a octubre 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 octubre para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

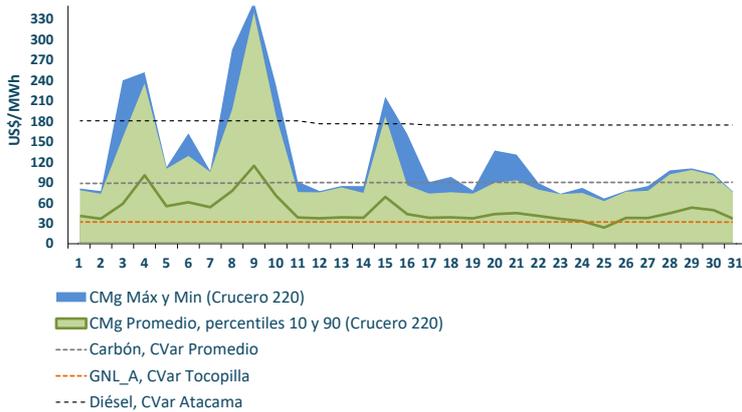
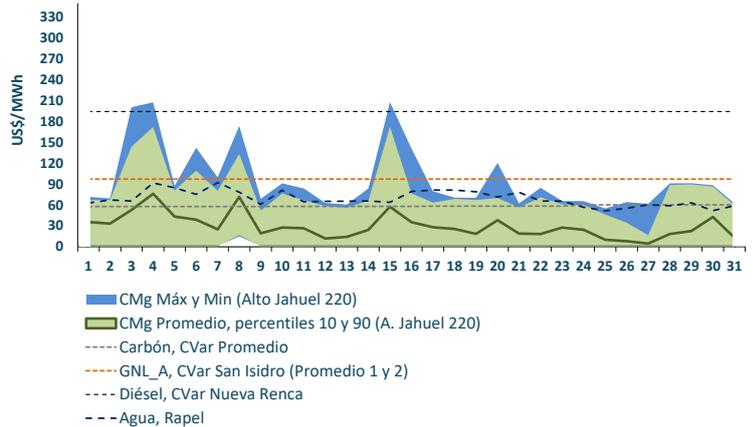


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de octubre 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

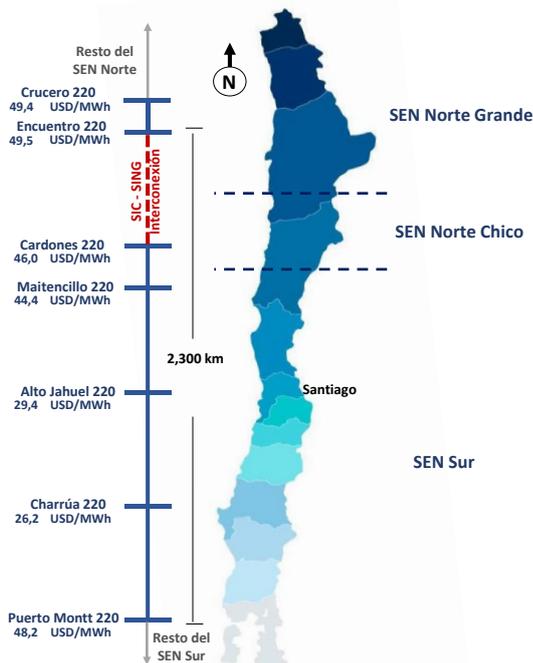


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

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 4.342,9 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.420,6 MW son solares, 1.337,0 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 142,0 MW a biomasa, 40,0 MW a diésel y 1.253,0 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.

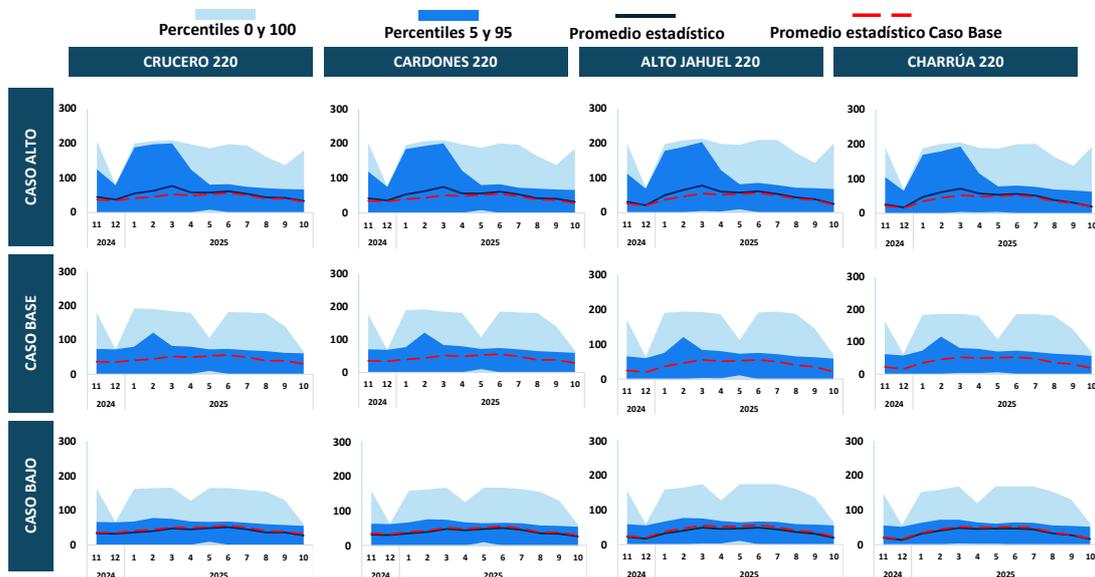
La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de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

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	297	330	363
	Angamos*	136	151	166
	Guacolda*	133	148	162
	Andina	158	176	193
	Hornitos	158	176	193
	Norgener*	144	160	176
	N. Ventanas	144	160	176
S\$ / Bbl terero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	114	127	140
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	7
	Nehuenco 1	9	10	-
	Mejillones CTM3	6	6	-
	U16	6	7	7
	Kelar (1)	9	10	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	7	8	-
	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 octubre, Enel aumentó su generación en base a diésel, hidro y carbón mientras que disminuyó su generación en base a gas natural, GNL, solar, eólica y geotérmica. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel, hidro y solar, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, gas natural y GNL. AES Andes aumentó su generación en base a hidro y disminuyó en carbón, solar y eólico. Mientras que Engie aumentó su producción en base a gas natural e hidro, y disminuyó su generación en base a carbón, solar y eólico. Por

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

En octubre Enel, AES Andes y Tamakaya fueron excedentarias, mientras que Colbún y Engie fueron deficitarias.

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Oct 2023	Sep 2024	Oct 2024
Diésel	0	2	4
Carbón	2	0	28
Gas Natural	308	282	269
GNL	13	7	2
Hidro	1.372	1.166	1.431
Solar	266	241	226
Eólico	196	161	139
Geotérmica	38	18	17
TOTAL	2.197	1.876	2.114

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

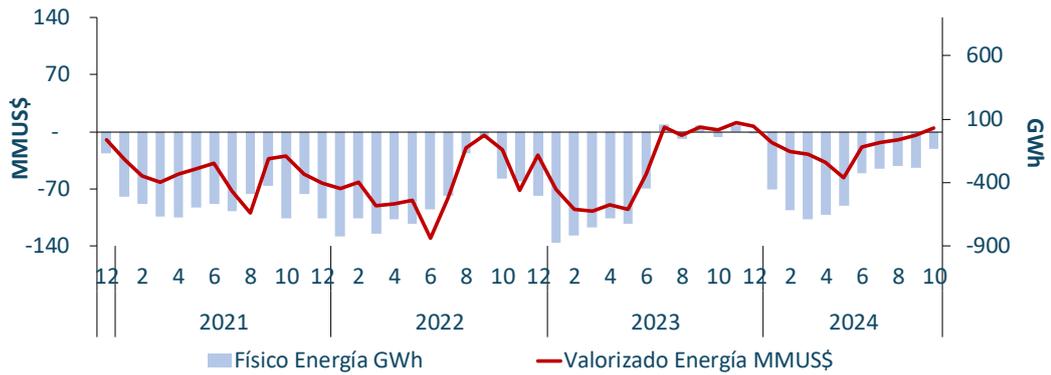
CENTRAL	Oct 2023	Oct 2024
Embalse Ralco	6	8

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Oct 2023	Oct 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)	67,7	55,5
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	202,0	177,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Oct 2024
Total Generación (GWh)	2.114
Total Retiros (GWh)	2.246
Transf. Físicas (GWh)	-132
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Oct 2023	Sep 2024	Oct 2024
Diésel	0	0	1
Carbón	87	47	16
Gas Natural	109	94	88
GNL	0	20	2
Hidro	610	415	549
Solar	40	38	39
Eólico	0	0	0
Total	846	615	696

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

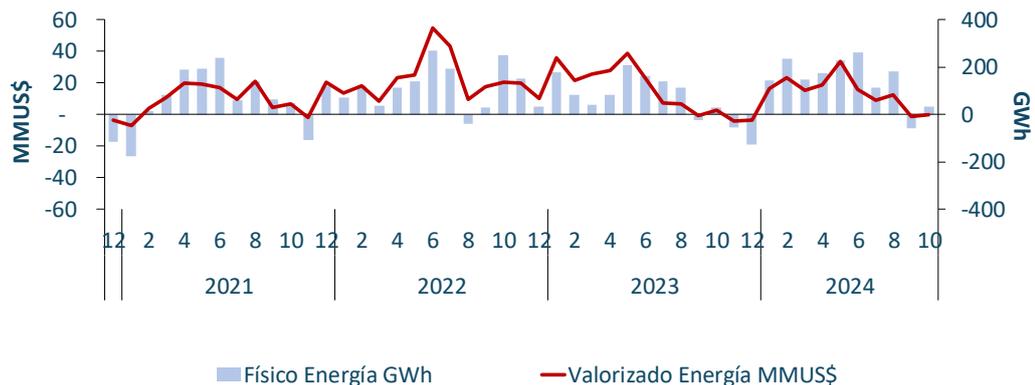
CENTRAL	Oct 2023	Oct 2024
Embalse Colbún	5	16

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Oct 2023	Oct 2024
Santa María	45,4	46,0
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	65,7	56,1
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Oct 2024
Total Generación (GWh)	696
Total Retiros (GWh)	663
Transf. Físicas (GWh)	34
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-0,20



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

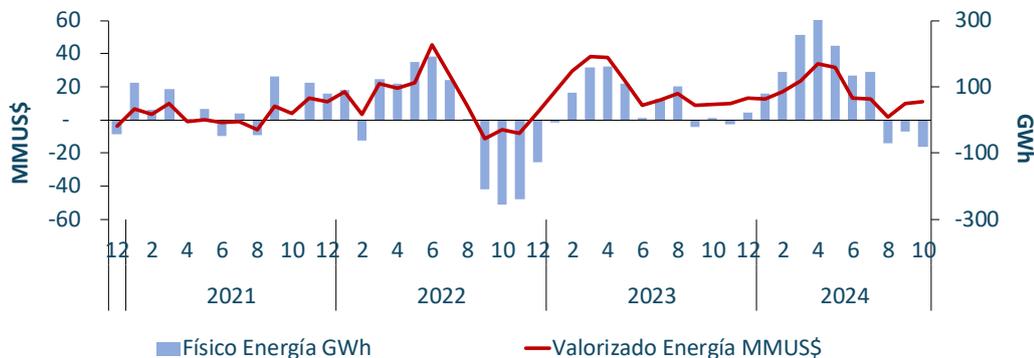
TECNOLOGÍA	Oct 2023	Sep 2024	Oct 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	611	540	491
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	55	58	81
Solar	16	15	12
Eólico	57	52	43
Total	738	664	627

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Oct 2023	Oct 2024
N. Ventanas y Campiche	82,9	65,4
Angamos (prom. 1 y 2)	62,9	61,0
Norgener (prom. 1 y 2)	73,7	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Oct 2024
Total Generación (GWh)	627
Total Retiros (GWh)	708
Transf. Físicas (GWh)	-81
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

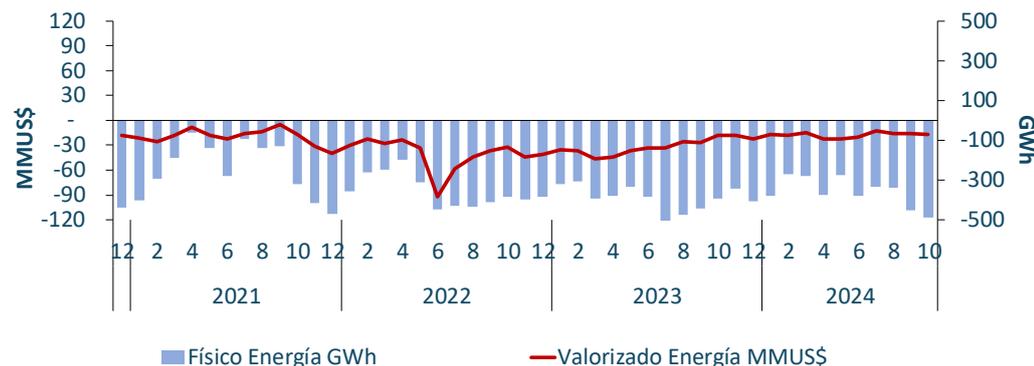
TECNOLOGÍA	Oct 2023	Sep 2024	Oct 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	163	114	2
Gas Natural	43	110	141
GNL	0	0	0
Hidro	17	18	21
Solar	77	57	55
Eólico	32	34	27
Total	332	333	246

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Oct 2023	Oct 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 ENERGÍA

ÍTEM	Oct 2024
Total Generación (GWh)	246
Total Retiros (GWh)	733
Transf. Físicas (GWh)	-487
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-17



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Oct 2023	Sep 2024	Oct 2024
Diésel	0	3	4
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	69	66	26
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	69	68	30

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Oct 2023	Oct 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	108,2	62,6
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	173,1	142,0

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Oct 2024
Total Generación (GWh)	30
Total Retiros (GWh)	2
Transf. Físicas (GWh)	28
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3



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 octubre de 2024, 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 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 octubre de 2024 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	114	10,465
E-CL	114	7,600
ENEL GENERACIÓN	67	5,935
El Campesino	110	4,024
AES GENER	99	1,319
ACCIONA	101	1,111
COLBÚN	83	1,000
Abengoa	151	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.	107	346
PUELCHÉ SUR EÓLICA	58	287
SONNEDIX COX	70	265
Ibereólica Cabo Leonés I S.A.	118	196
WPD MALLECO (Malleco II)	65	192
Otros	100	1,565
Precio Medio de Licitación	99	41,079

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 10/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a octubre 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	94	14,127
CGE Distribución	105	12,858
Chilquinta	94	3,281
SAESA	96	2,750
Precio Medio Muestra	99	33,017

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 10/2024, 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 septiembre 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.059 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.000 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante septiembre fue igual a 3.104 GWh, es decir, se superó en un 210% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 52% (1.625 GWh) seguido por el aporte eólico con un 35% (1.081 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 7% (228 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (154 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa menos de un 1% (15 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

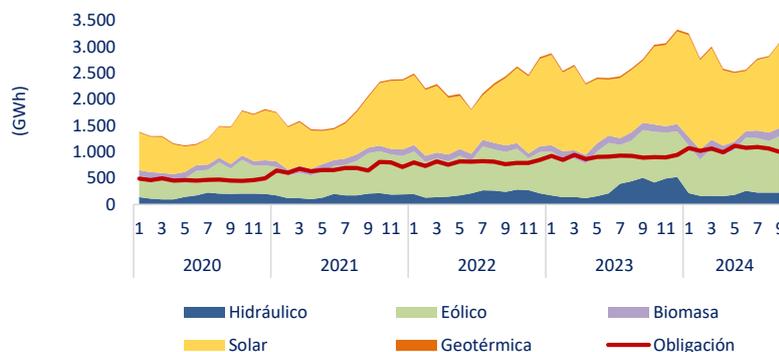
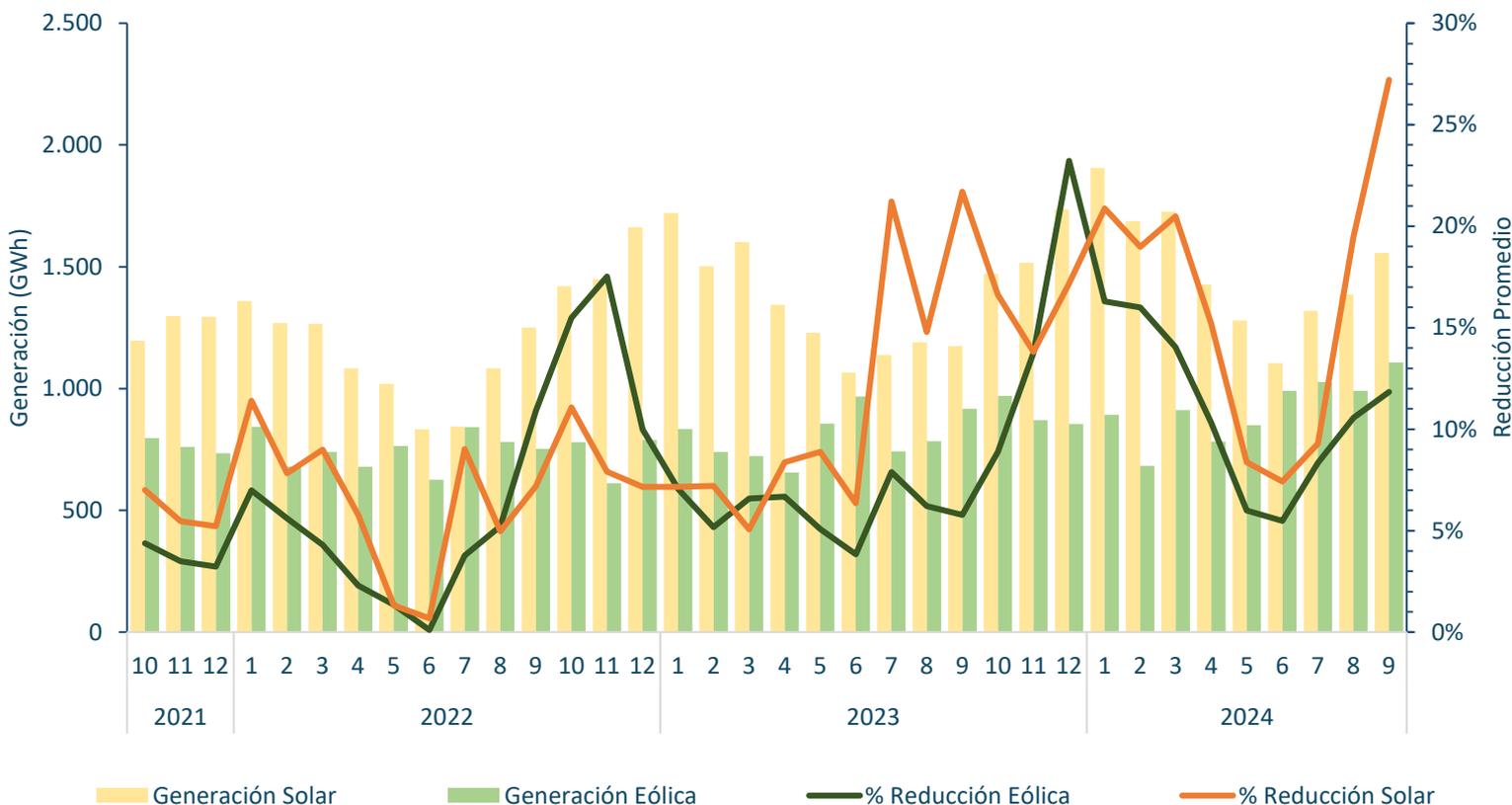


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico*

Fuente: CEN



* Datos disponibles hasta septiembre de 2024

6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°578 CNE (30-10-2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.461 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 26% corresponde a tecnología solar (888 MW), un 11% a tecnología eólica (374 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 24% de tecnología solar con BESS (840 MW), un 36% de tecnología BESS (1.261 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	
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
PFV Cachiyuyo	oct-25	Solar	50,0
PFV Víctor Jara	oct-25	Solar + BESS	200,0
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
Capacidad próximos 12 meses			3.461,1

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 octubre de 2024, totalizan 13.656 MW con una inversión de MMUS\$ 17.898, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 85.438 MW con una inversión de MMUS\$ 142.938 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de septiembre, 1 proyecto entró en calificación, el proyecto corresponde al Parque Solar BESS Cuyumillaco de 90 MW ubicado en Parral, el proyecto combina la tecnología solar con baterías.

En este mes se aprobaron 12 proyectos, 3 híbridos solar y baterías (28 MW), 7 solares (305 MW) y 1 eólico (144 MW). Por último, se desistieron/no calificaron 3 proyectos (227 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	2.353	3.391	16.303	27.241
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	3.864	4.902	41.766	67.156
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)	4.481	6.438	983	1.956
Híbrido (Eólico + BESS)	1.224	1.810	688	1.106
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	13.656	17.898	85.438	142.938

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica la RE CNE N°581 de 2024, que aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica la RE CNE N°582 de 2024, que aprueba el Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados de noviembre de 2024 ([ver más](#)).
- Se publica la RE CNE N°585 de 2024, que aprueba el Informe que establece la componente específica que se debe adicionar al peaje de distribución, de conformidad a lo establecido en las leyes N°21.185, N°21.472 y N°21.667 ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°589 que Incorpora y actualiza instalaciones que indica en la RE CNE N°460, que “Aprueba Informe Técnico de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Periodo 2024 – 2027” y deja constancia de la entrada en operación de obras que señala ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°591 de 2024 que aprueba el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al primer semestre de 2025 ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°615 que Fija y comunica Cargo por Servicio Público ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°619 de 2024 que aprueba Acta de Evaluación de la Oferta Administrativa, Técnica y Económica para la Licitación del “Estudio de Valorización de las instalaciones de los Sistemas de Transmisión Zonal y de los Sistemas de Transmisión Dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios” ([ver más](#)).
- Se publica RE CNE N°632 de 2024 que aprueba el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de los cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- CNE realiza nuevo llamado a licitación pública internacional del proceso cuadrienal de valorización de los Sistemas de Transmisión periodo 2024 – 2027 ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica RE N°49 de 2024, que Extiende plazo de postulación al subsidio transitorio al pago de consumo de energía eléctrica del primer semestre de 2025 ([ver más](#)).
- Se publica Decreto N°2T de 2024, que Fija empresas adjudicatarias de la construcción y ejecución de las obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal, contempladas en los decretos exentos N°185 de 2021, y N°200 de 2022 ([ver más](#)).
- Se publica Ley N°21.711 que Perfecciona la ley N°19.657, sobre Concesiones de Energía Geotérmica, para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento somero de energía geotérmica ([ver más](#)).
- Cámara de Diputados aprueba y despacha a ley el proyecto de Transición Energética ([ver más](#)).
- Ministerio de Energía inicia proceso de consulta pública del Plan de Descarbonización ([ver más](#)).



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Coordinador Eléctrico publica recomendación de requisitos técnicos para nuevas tecnologías que aportarán a la transición energética ([ver más](#)).



PANEL DE EXPERTOS

- Panel de Expertos rechaza solicitud de Acciona para subir precio de contrato de suministro de energía y potencia para clientes regulados bajo el proceso licitatorio 2015/01 ([ver más](#)).





Descargue las estadísticas del Reporte System 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@system.cl

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Bryan Bizarro A.

Líder de Proyectos

bbizarro@system.cl

reporte@system.cl

| www.system.cl

| RRSS

