



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Diciembre 2023

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 2023: el mercado eléctrico avanza mientras la autoridad se queda atrás

Durante 2023, el sector eléctrico chileno logró avances significativos hacia la carbono neutralidad. La participación de energías renovables superó el 60%¹, hay casi 3.000 MW en proyectos que incluyen almacenamiento con solicitudes de acceso abierto aprobadas², se observan avances en discusiones sobre el desarrollo de la industria del hidrógeno verde³, y se anunció la desconexión anticipada de centrales a combustibles fósiles⁴. Sin embargo, el panorama se ve matizado por problemas que enfrentan algunas empresas renovables. En respuesta, el gobierno presentó un Proyecto de Ley de Transición Energética⁵ que trata de enfrentar los retos sectoriales a mediano y largo plazo, pero sin ofrecer soluciones en el corto plazo. Este proyecto también ha sido criticado por su impacto en los costos para los consumidores. Además, la demora en la promulgación de decretos bajo la ley MPC⁶ de estabilización de precios ha generado incertidumbre sobre la discusión del proyecto. En efecto, la falta de acción regulatoria por parte de la autoridad y la ausencia de actualizaciones tarifarias plantean un panorama complejo para el sector. A ello se suman medidas con beneficios discutibles, como la suspensión de una actualización integral del reglamento de potencia, la eliminación del límite de invierno, y la postergación de la reforma en el ámbito de la distribución.

Dificultades de empresas renovables

A finales del año 2022, algunas empresas de generación renovable que estaban enfrentando dificultades financieras, solicitaron su exclusión de los balances mensuales del mercado de corto plazo. Esta situación, originada por su incapacidad para cumplir obligaciones en el mercado spot debido a sus contratos de suministro, provocó preocupación en el sector, por lo que la CNE creó una mesa público-privada para analizar las causas de estas situaciones⁷. Posteriormente, durante el 2023, otras generadoras expresaron tener dificultades financieras y la posibilidad del cese de pagos. Entre los argumentos están el aumento de costos de construcción y operación de proyectos de energía renovable, bajos precios de inyección, altos costos marginales de retiro, congestiones debido a falta de transmisión, entre otros. Aún no hay claridad de que realmente haya una crisis de renovables generalizada, puesto que, a los problemas sistémicos y de mercado, deben agregarse situaciones particulares en donde algunas generadoras no lograron identificar adecuadamente situaciones de riesgo a tiempo, tales como atrasos en la gestión y construcción, fallas, proyecciones deficientes de energía generada y la falta de diversificación de sus inversiones.

Estabilización de tarifas

Promulgada hace cuatro años, la Ley PEC⁸, diseñada para estabilizar las tarifas eléctricas para clientes regulados, logró

evitar un aumento del 9% en dichas tarifas. Sin embargo, no previó circunstancias como la pandemia y su efecto en el tipo de cambio, lo que llevó al agotamiento prematuro del límite de USD 1.350 millones del Fondo de Estabilización para cubrir saldos no recaudados. La posterior Ley MPC (o PEC II) introdujo mejoras, como un intento de focalización en los clientes, la actualización gradual de precios y la protección a generadoras mediante financiamiento estatal. Si bien se logró frenar un aumento del 44% en las tarifas, este mecanismo está por alcanzar su límite de USD 1.800 millones, debido a retrasos en la publicación de decretos de Precio Nudo Promedio (PNP), aumentando la deuda acumulada. Actualmente, la deuda con las generadoras se estima en USD 5.000 millones⁹. Ante esto, el Ministerio de Energía propone un tercer proyecto con un nuevo Fondo de Estabilización. El acuerdo del ejecutivo con la Comisión de Minería y Energía del Senado era presentar la propuesta (ley corta) en octubre, con expectativas de que se aprobara y se empezara a aplicar en enero, sin embargo, a la fecha aún no ha ingresado el proyecto de ley. Esta propuesta ha generado incertidumbre en el sector dado que justamente la causa principal del aumento que se espera es la falta de actualización de las tarifas, lo que afecta particularmente a clientes con un consumo mayor a los 500 kWh-mes¹⁰. La no publicación de los decretos significó un congelamiento de las tarifas, sin seguir las reglas preestablecidas por los mecanismos de estabilización. Si bien las distorsiones en las tarifas no son deseables y es necesario volver a la normalidad, que sería el objetivo de la nueva "ley corta", no se puede dejar de considerar que los efectos en las cuentas de los clientes también deben ser políticamente viables, discusión que comenzará cuando se presente el proyecto de ley con sus indicaciones.

Proyecto de Ley de Transición Energética

Aprobado por el Senado en general el 19 de diciembre¹¹, el Proyecto de Ley de Transición Energética propone una serie de medidas para reformar la actual LGSE, orientadas a cumplir con las metas de carbono neutralidad de Chile para 2050 establecidas en la Política Energética Nacional del año 2015 (actualizada en 2022¹²).

Este proyecto de ley, originalmente, tiene aspectos interesantes que apuntan a mejorar el marco regulatorio del sector eléctrico, tales como; permitir que las transmisoras puedan participar en diferentes segmentos, para fomentar el almacenamiento; reformular el proceso de planificación energética de largo plazo efectuado por el Ministerio de Energía; cambios en la ejecución de la planificación de la transmisión de modo que dicho proceso se lleve a cabo cada dos años; asignar la responsabilidad a los propietarios de llevar a cabo las licitaciones de las obras de

¹ "Un 63% de la electricidad generada en el país pertenece a energías renovables", Ministerio de Energía, 26 de diciembre de 2023.

² "Interés por almacenamiento de energía no se detiene", Diario Financiero, 11 de diciembre 2023.

³ "Gobierno abre consulta pública para el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030", Revista Electricidad, 23 de diciembre 2023.

⁴ AES Andes pide adelantar retiro de central Norgener para 2024.

⁵ Boletín de proyecto de ley de Transición Energética - Senado.

⁶ Mecanismo de Protección al Cliente, Ley N°21.472 de julio de 2022.

⁷ Mesa público-privada, CNE 2022.

⁸ Mecanismo de Precios Estabilizados al Cliente, Ley N°21.185 de octubre de 2019.

⁹ "Tarifas: Cinco generadoras concentran casi 90% de montos que se les adeudan", El Mercurio, 21 de diciembre de 2023. Esta cifra corresponde aproximadamente a 2,5 puntos del PIB del país.

¹⁰ "Mientras más tarde la aplicación de la ley, más difícil será recuperar los saldos y el impacto de futuras alzas del tercer segmento podría ser relevante, lo que pone urgencia en la publicación de los decretos tarifarios en las fechas que correspondan", Reporte Systep de diciembre 2022.

¹¹ Senado aprueba en general proyecto de transición energética.

¹² Ministerio de Energía: Transición Energética de Chile.

ampliación; se añade un mecanismo alternativo al actual Artículo 102° de la LGSE para viabilizar la ejecución de obras urgentes y necesarias para la red; y se incorpora un mecanismo de revisión del valor de inversión adjudicado en el caso de término anticipado del contrato para la ejecución de una obra de transmisión.

Sin embargo, existen medidas que han generado diferencias en el sector como la reasignación de ingresos tarifarios (IT) “extraordinarios”, donde se propone transferir los IT que superen un umbral definido por la autoridad (CNE) a empresas generadoras que presenten balances negativos. Esto ha generado críticas, ya que significaría que los clientes finales asumirán costos adicionales debido a los retrasos en la construcción de obras de transmisión y una inadecuada gestión del riesgo por parte de algunas empresas generadoras, siendo ninguno de estos factores responsabilidad de los usuarios finales. Otro punto en discusión es la licitación de sistemas de almacenamiento de energía. Este eje ha tenido cambios desde su presentación original, donde actualmente, y luego de críticas del sector, la propuesta sería una única licitación que no considera el aporte de clientes (mecanismo poco claro), abriendo la posibilidad a una licitación recurrente en el contexto del Proyecto de Ley de Cuotas Renovables¹³. Aun así, mientras no se oficialicen las indicaciones, seguirá existiendo incertidumbre en este aspecto que tiene detractores en el sector de generación. Dentro de este proyecto de ley también se incluye el subsidio a clientes vulnerables¹⁴, el cual es clave para la discusión del tercer mecanismo de estabilización. En relación con lo anterior, la Asesora del Ministerio de Energía, Ana Lya Uriarte, ha dicho que: *“para viabilizar el proyecto de transición energética, se ha comprometido por parte del gobierno, el ingreso de un proyecto aparte que considera un diseño de mecanismo de subsidio, junto con un mecanismo de estabilización de precios, y medidas que incidan en las compañías pequeñas distribuidoras”*¹⁵. Las medidas del proyecto de ley destinadas a una planificación más efectiva y a mejorar la eficiencia en la ejecución de las obras van en la dirección correcta. No obstante, surgen interrogantes acerca de los posibles efectos de las otras medidas propuestas por el ejecutivo. Es clave que las políticas energéticas promovidas por el Gobierno sean respaldadas por estudios técnico-económicos que demuestren su capacidad para maximizar el beneficio social. Esta evaluación debe ir más allá de los costos de operación del sistema, incorporando también la perspectiva de los clientes y la eficiencia de todo el sector. Finalmente, se espera que los detalles e indicaciones de esta iniciativa se discutan en particular durante los próximos días, donde el plazo de indicaciones se fijó para el viernes 5 de enero de 2024.

Atrasos en procesos tarifarios

Los retrasos en las publicaciones de los decretos de tarificación por parte de la CNE, como el informe de PNP correspondiente al segundo semestre de 2022, que fue publicado en abril de este año con nueve meses de retraso, o los procesos de tarificación de Valorización de Sistemas de Transmisión 2020-2023 (VATT)¹⁶ (cuyo decreto fue publicado el 17 de febrero de 2023) y del Valor Agregado de Distribución 2020-2024 (VAD)¹⁷ (aún no se ha publicado el decreto tarifario), que presentaron retrasos de al menos dos años en su desarrollo, tienen un impacto negativo en las políticas tarifarias que se han desarrollado.

El retraso en la publicación de los decretos tarifarios tiene graves consecuencias para el sector. En octubre de este año, desde

Fenacopel¹⁸ informaron una menor recaudación que la esperada debido al retraso en la publicación de las nuevas tarifas de distribución, lo cual tiene un impacto directo en la rentabilidad y solvencia de las cooperativas eléctricas¹⁹. Por otro lado, en el caso del Estudio de Valorización de la Transmisión, el proceso del periodo de 2024-2027 ya se encuentra atrasado debido a que sus tarifas deberían ser publicadas en enero de 2024 y el estudio aún no ha comenzado.

La demora en la publicación de tarifas tiene impactos a nivel de los clientes finales y de los ingresos de las empresas, entre las que destaca la baja costo-reflectividad requerida para dar las señales adecuadas al sector. Por lo tanto, la autoridad debe realizar esfuerzos para publicar lo antes posible los decretos tarifarios, con la finalidad de reducir sus efectos negativos en la industria y los clientes finales. Finalmente, cabe reflexionar sobre la complejidad solicitada por la autoridad para la fijación de tarifas y evaluar si es posible simplificar los requerimientos de estos estudios. Así, se puede procurar que los procesos sean expeditos, evitando el incumplimiento de plazos y simplificaciones forzadas durante el desarrollo de los estudios. En este sentido, aparecen una serie de interrogantes para avanzar en esta materia. Entre ellas se encuentran, por ejemplo, determinar si en realidad es necesario rehacer cada 4 años la empresa modelo, considerar la posibilidad de no hacer todas las áreas típicas en el mismo año, o si se puede partir de lo hecho en el estudio tarifario anterior. En la medida que se vayan abordando este tipo de preguntas, se espera que las fijaciones tarifarias futuras se logren en tiempo y calidad tal como se merece la ciudadanía.

El 2023 fue un año de progreso para el sector eléctrico chileno. El proceso de descarbonización se aceleró con la entrada en operación de nuevas centrales renovables y la salida de centrales a carbón, y avances en la actualización del reglamento de potencia DS62, donde los ajustes introducidos dan mayor certidumbre a los sistemas de almacenamiento. Sin embargo, la autoridad no ha logrado seguir el ritmo de estos cambios.

Los desafíos futuros se centran en cómo lograr las metas de carbono neutralidad, pero considerando el efecto en los costos, particularmente para los clientes. En este sentido, urge buscar soluciones que tengan un mayor consenso de cómo avanzar en temas como: la descarbonización, un mercado con señales de precios adecuadas para las nuevas tecnologías, la disminución de las trabas en el sector de la transmisión, avanzar en la esperada y postergada reforma al sector de la distribución, entre otros.

Si bien el diagnóstico anterior es relativamente compartido por la industria, lo que falta es una mejor gestión por parte del ejecutivo. Es necesario priorizar y abordar los diferentes problemas del sector, pero mirando los efectos y beneficios en el largo plazo, más que reaccionar de manera reactiva a contingencias o a presiones de grupos de interés. En este contexto, se torna esencial retomar y actualizar la Política Energética Nacional, estableciendo una hoja de ruta clara y detallada. Esta debe incluir medidas concretas y programadas, que vayan más allá de los intereses a corto plazo o las perspectivas cambiantes de la autoridad de turno. Solo así se podrá garantizar un avance sostenido en el sector eléctrico del país, alineado con las necesidades y expectativas de todos los actores involucrados.

¹³ Ver [presentación](#) de Comisión de Minería y Energía del Senado, 13 de diciembre 2023.

¹⁴ [Acuerdo entre el Ministerio de Energía y la Comisión de Minería y Energía del Senado para proyecto de estabilización de tarifas](#), octubre 2023.

¹⁵ [Comisión de Minería y Energía](#) – 20 de diciembre de 2023.

¹⁶ [Decreto de Valorización de la Transmisión](#) cuatrienio 2020-2023, 16 de febrero de 2023.

¹⁷ [Informe Técnico Definitivo](#) de Valor Agregado de Distribución 2020-2024, 5 de octubre de 2023.

¹⁸ Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas.

¹⁹ [“Gremio de cooperativas eléctricas advierte de insolvencias en caso de no tomarse medidas dentro de un año”](#), Diario Financiero, octubre 2023.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En el mes de noviembre, la generación total del SEN fue de 6.803 GWh/mes, con una variación de -1,3% respecto a octubre de 2023 (6.893 GWh/mes) y con una variación de 0,0% a la de noviembre de 2022 (6.801 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

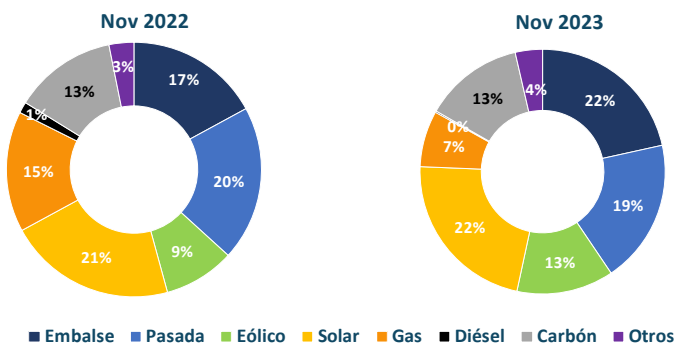
La participación de la generación a gas y diésel se redujo en un 52% y 87% respectivamente en relación con noviembre de 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico, solar, carbón aumentaron en un 26%, 42%, 5%, 1% respectivamente en relación con noviembre de 2022.

Con respecto a la generación bruta del mes de noviembre, la potencia máxima generada fue de 10.711 MW el día 24, y la mínima fue de 7.622 MW el día 5. 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: Los Vientos (30 días), Nehuenco I (30 días), Mejillones-CTM3 (30 días), Candelaria 2 (30 días), San Isidro II (8 días), Tocopilla-U16 (7 días) y Atacama 2 (4 días); a carbón: Santa María (30 días), Cochran-CCH2 (30 días), Mejillones-CTA (23 días), Guacolda 3 (23 días) y Guacolda 2 (3 días); hidráulicas: Rapel (25 días), Canutillar (15 días) y El Toro (10 días); diésel: Candelaria 2 (19 días), Termopacífico (7 días), Antihue (7 días), Olivos (6 días), Tocopilla-U16 Diesel (1 día) y Los Espinos (1 día); y solares: PFV Andes Solar II-B (6 días) y PFV Diego de Almagro Sur (1 día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



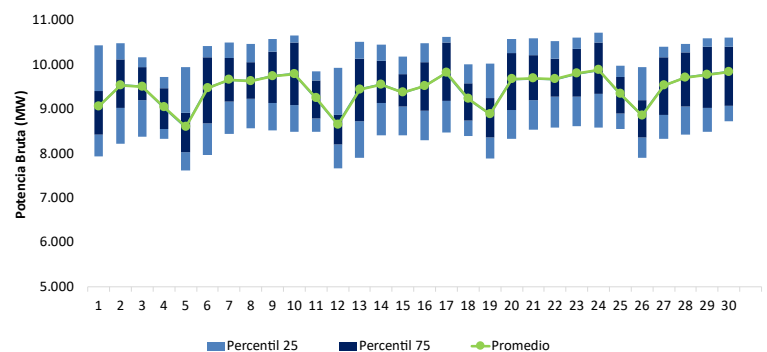
6.893
GWh/mes

Generación
total del mes

6.803
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



10.711 MW
máxima

Potencia
Mes

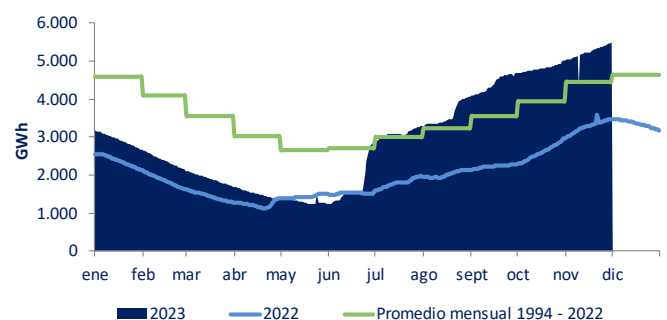
7.662 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En octubre la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2022. Durante noviembre, el promedio de energía embalsada representó el 117% del promedio mensual histórico 1994 – 2022 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (noviembre 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 59,4%, es decir, se ubica en el 40,6% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



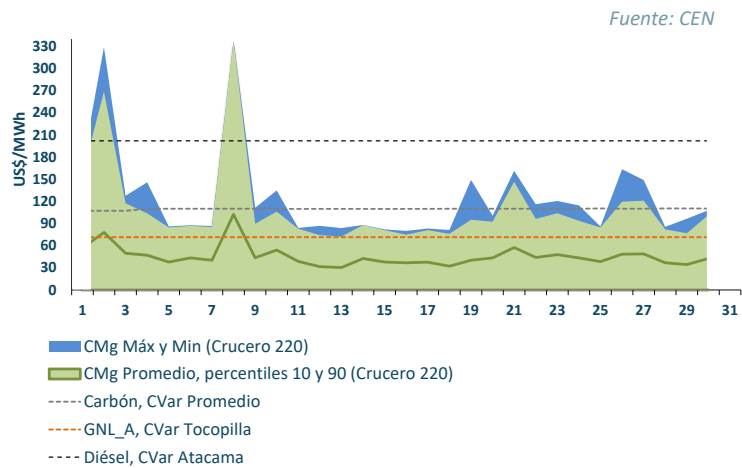
Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En noviembre de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 45,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 3,9% con respecto a octubre de 2023 (43,9 US\$/MWh), y una variación de -59,3% respecto a noviembre de 2022 (112,0 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en noviembre de 2023 fue de 31,1 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -13,9% con respecto a octubre de 2023 (36,1 US\$/MWh), y una variación de -65,8% respecto a noviembre de 2022 (90,9 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 1.5).

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



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). El total de desacoples del SEN fue de 667 horas.

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

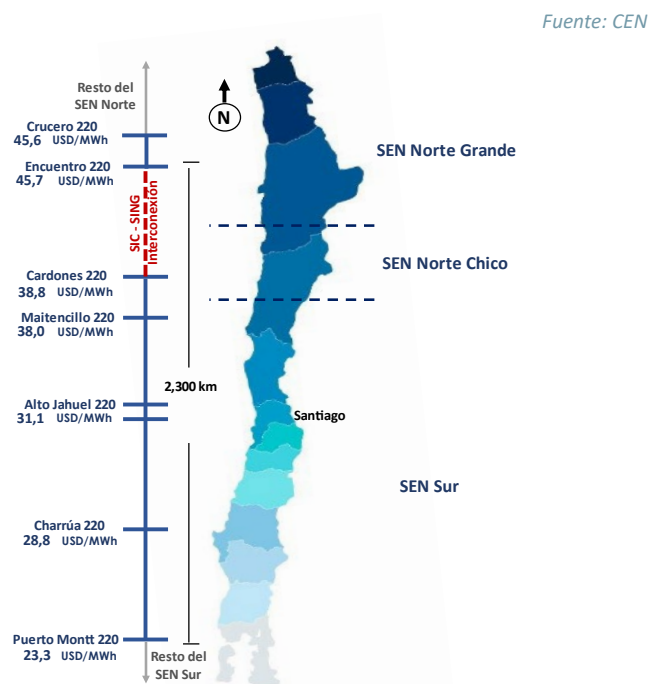
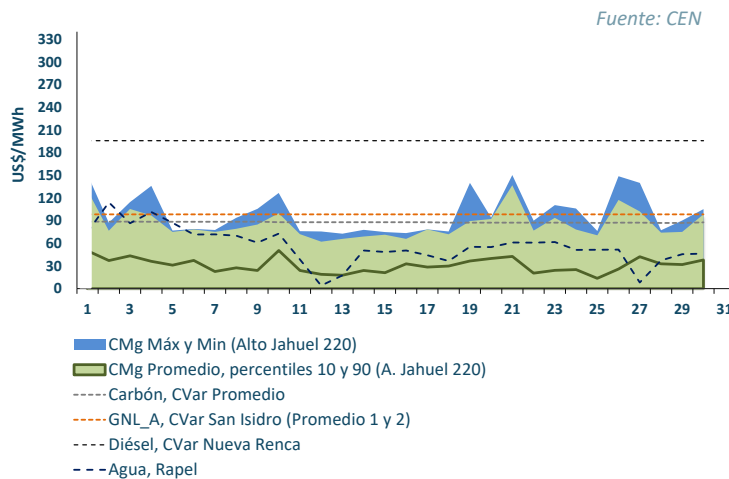


Figura 1.5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Alto Jahuel 220kV



Los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: TOFF. Llanos 066 - Ag. Blancas 066 (42 horas), Kapatur 220 - Angamos 220 (3 horas), L. Changos 220 - Kapatur 220 (18 horas), y A. Jahuel 500 - Lo Aguirre 500 (68 horas), con un desacople promedio de: 246.4 US\$/MWh, 222.4 US\$/MWh, 141.1 US\$/MWh, y 60.0 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
TOFF. Llanos 066 - Ag. Blancas 066	42,2	246,4
Kapatur 220 - Angamos 220	2,7	222,4
L. Changos 220 - Kapatur 220	18,1	141,1
A. Jahuel 500 - Lo Aguirre 500	68,2	60,0
Lastarria 220 - Ciruelos 220	64,7	45,7
Entre Ríos 500 - Ancoa 500	0,5	38,1
Charrúa 220 - Santa Clara 220	121,3	36,9
Charrua 066 - Cholguán 066	14,2	32,2
Hualpén 154 - Petropower 066	1,4	29,0
Charrua 154 - L. Ángeles 154	37,6	16,9

Los costos marginales presentados provienen del portal de estadística del CEN, que no se encuentra ajustados mediante el informe de Balance de Transferencias.

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

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 hasta noviembre 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 1,0% para el año 2023 respecto del año 2022. 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 de 3.434,7 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.938,0 MW son solares, 781,2 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses y 423,5 MW de almacenamiento. Además, se considera el retiro de la Central Renca (diésel, 95,7 MW), ya efectuado a mediados de diciembre de 2023, mientras que Ventanas 2 (carbón, 193,4 MW) se desconectaría del sistema a fines del presente mes.

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.

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

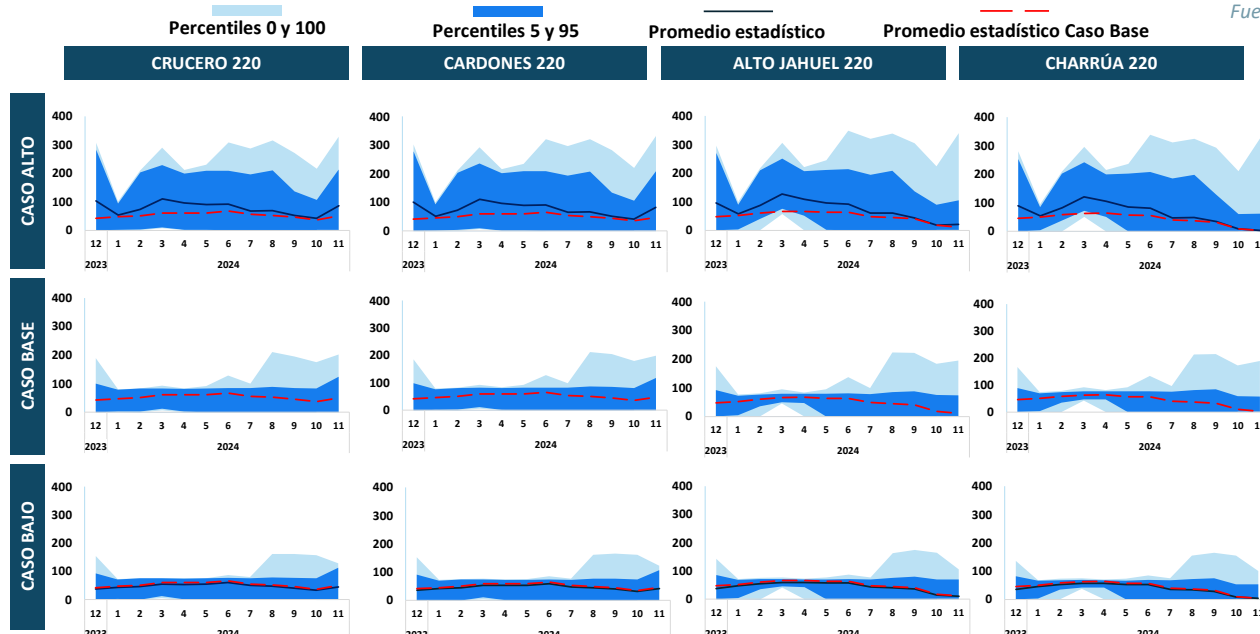
La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de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

Las lluvias durante el invierno de 2023 provocaron un aumento relevante de las cotas de los embalses y el volumen de nieve acumulada, lo que se refleja en el pronóstico de deshielos de noviembre de 2023 emitido por el CEN. Adicionalmente, los precios de combustibles han mostrado una tendencia a la baja en los últimos meses, lo que junto con la mayor oferta de generación por la entrada de nuevas centrales implicaría una disminución de los costos marginales durante el año 2024, si se compara con el año en curso.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda 2023		1.0%	1.0%	1.0%
Crecimiento demanda 2024		2.5%	2.5%	2.5%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	150	167	184
	Guacolda (promedio)	160	177	195
	Andina	288	320	352
	Hornitos	288	320	352
	Norgener	171	190	209
	N. Ventanas	163	181	199
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	129	144	158
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	11	13	14
	Nehuenco 1	9	11	-
	Mejillones CTM3	9	10	-
	U16	9	10	11
	Kelar	9	11	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	8	8	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	8	9	-

Fuente: Systep



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

A continuación, se presenta un análisis del mercado spot por empresa, donde se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

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

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

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Nov 2022	Oct 2023	Nov 2023
Diésel	38	0	4
Carbón	52	2	0
Gas Natural	269	308	314
GNL	1	13	8
Hidro	1.248	1.372	1.422
Solar	168	266	266
Eólico	116	196	153
Geotérmica	34	38	42
TOTAL	1.927	2.197	2.209

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

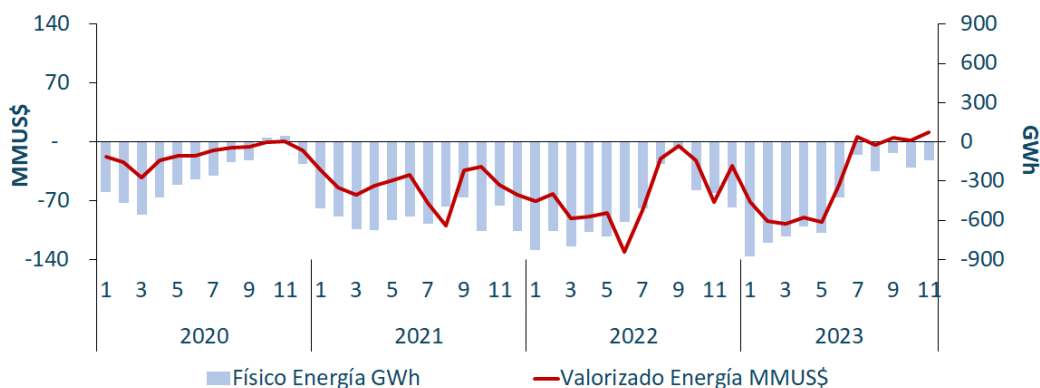
CENTRAL	Nov 2022	Nov 2023
Embalse Ralco	53	3

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2022	Nov 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	115,0	98,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	74,9	65,4
Taltal Diésel (Prom. I y II)	121,3	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	255,0	202,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Nov 2023
Total Generación (GWh)	2.209
Total Retiros (GWh)	2.348
Transf. Físicas (GWh)	-139
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Nov 2022	Oct 2023	Nov 2023
Diésel	1	0	1
Carbón	43	87	0
Gas Natural	403	109	13
GNL	0	0	0
Hidro	594	610	645
Solar	53	40	40
Eólico	0	0	0
Total	1.094	846	698

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

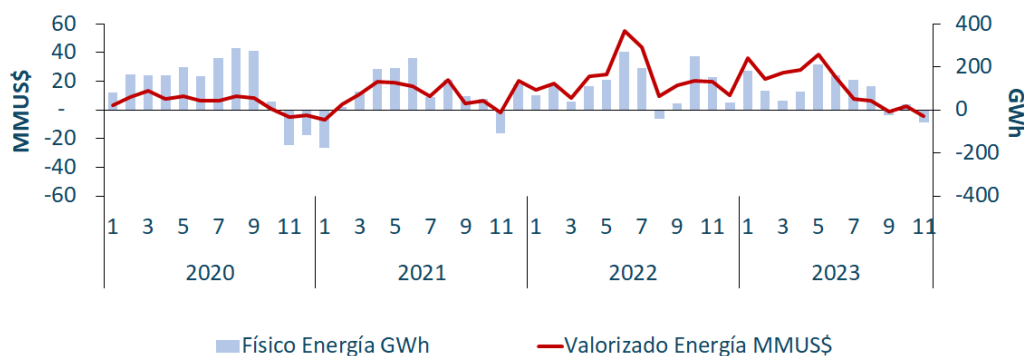
CENTRAL	Nov 2022	Nov 2023
Embalse Colbún	123	3

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2022	Nov 2023
Santa María	61,3	45,4
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101,7	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	78,8	63,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	221,1	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Nov 2023
Total Generación (GWh)	698
Total Retiros (GWh)	756
Transf. Físicas (GWh)	-58
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

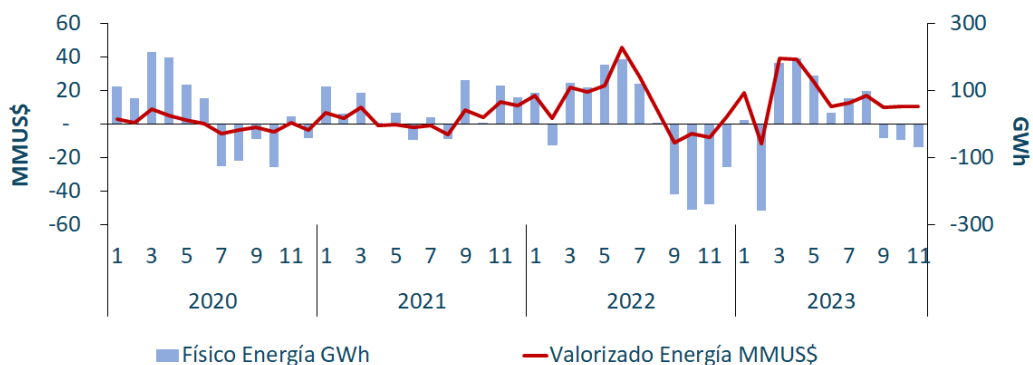
TECNOLOGÍA	Nov 2022	Oct 2023	Nov 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	463	611	586
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	97	55	85
Solar	25	16	15
Eólico	46	57	54
Total	631	738	740

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2022	Nov 2023
N. Ventanas y Campiche	140,1	83,0
Angamos (prom. 1 y 2)	135,9	61,3
Norgener (prom. 1 y 2)	155,4	82,1

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Nov 2023
Total Generación (GWh)	740
Total Retiros (GWh)	810
Transf. Físicas (GWh)	-69
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

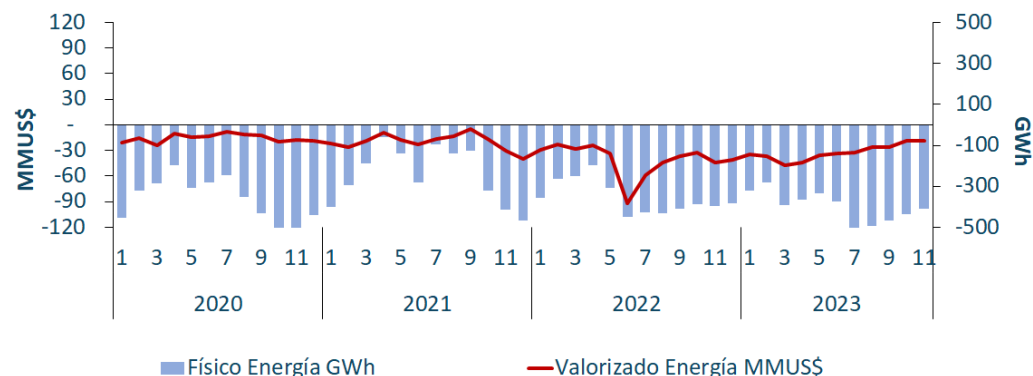
TECNOLOGÍA	Nov 2022	Oct 2023	Nov 2023
Diésel	3	0	0
Carbón	154	163	143
Gas Natural	87	43	77
GNL	0	0	0
Hidro	9	17	16
Solar	86	77	75
Eólico	35	32	35
Total	375	332	346

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2022	Nov 2023
Andina Carbón	157,2	127,6
Mejillones Carbón	173,2	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	72,9	71,7

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Nov 2023
Total Generación (GWh)	346
Total Retiros (GWh)	758
Transf. Físicas (GWh)	-412
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-18



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

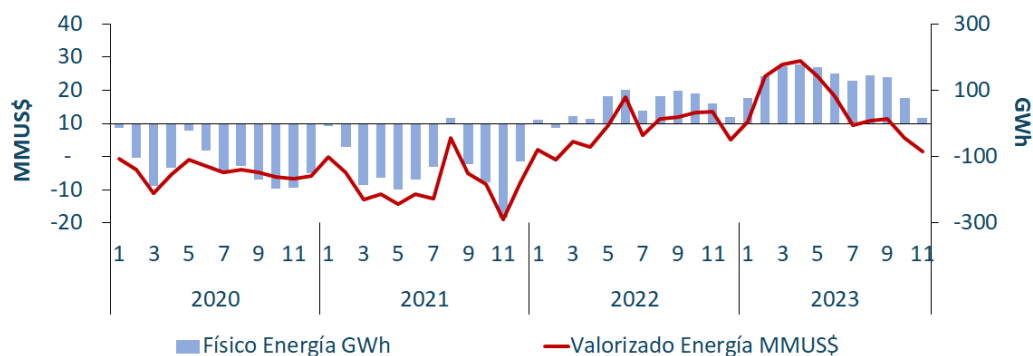
TECNOLOGÍA	Nov 2022	Oct 2023	Nov 2023
Diésel	28	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	45	69	20
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	73	69	20

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Nov 2022	Nov 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	129,7	108,2
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	199,4	164,9

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Nov 2023
Total Generación (GWh)	20
Total Retiros (GWh)	4
Transf. Físicas (GWh)	16
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2



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 2023, es de 102 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 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 a noviembre de 2023 por generador, en barra de oferta¹

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
ENDESA	114	11.191
E-CL	119	7.605
ENEL GENERACIÓN	65	5.937
AES GENER	107	4.029
El Campesino	111	4.028
COLBÚN	120	3.650
ACCIONA	98	1.112
Abengoa	147	957
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	61	861
Aela Generación S.A.	94	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	50	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	51	640
PANGUIPULLI	148	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	55	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	54	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	51	441
San Juan SpA.	131	423
WPD MALLECO (Malleco)	64	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	55	375
Pelumpén S.A.	105	341
PUELICHE SUR EÓLICA	56	287
MARIA ELENA SOLAR	37	281
SONNEDIX COX	68	265
Iberealica Cabo Leones I S.A.	115	196
WPD MALLECO (Malleco II)	64	192
Otros	101	1.682
Precio Medio de Licitación	102	47.948

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 11/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

Tabla 4.2:

Precio medio de licitación indexado a noviembre de 2023 por distribuidora, en barra de oferta¹

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
Enel Distribución	92	17.900
CGE Distribución	116	14.446
Chilquinta	111	3.847
SAESA	99	5.083
Precio Medio Muestra	103	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 11/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

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 octubre 2023 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.182 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 902 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante octubre fue igual a 3.042 GWh, es decir, se superó en un 237% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 49% (1.488) seguido por el aporte eólico con un 32% (967 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 14% (418 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (137 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (32 GWh).

Durante noviembre de 2023 se registró 329,3 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -0,4% con respecto a octubre de 2023 (330,7 GWh) y un aumento del 48,6% con respecto a noviembre del 2022 (221,6 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

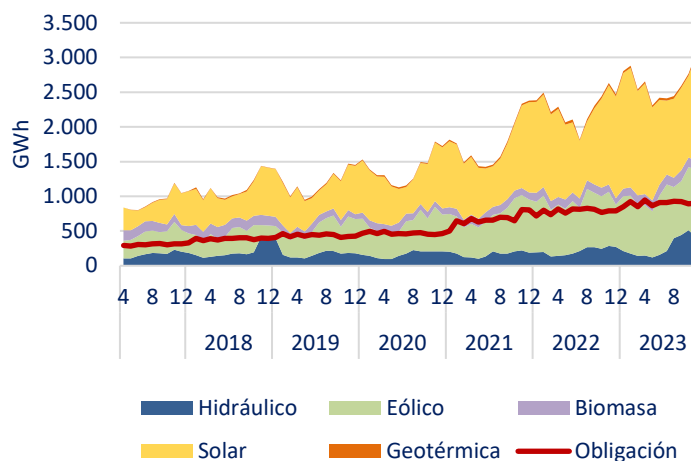
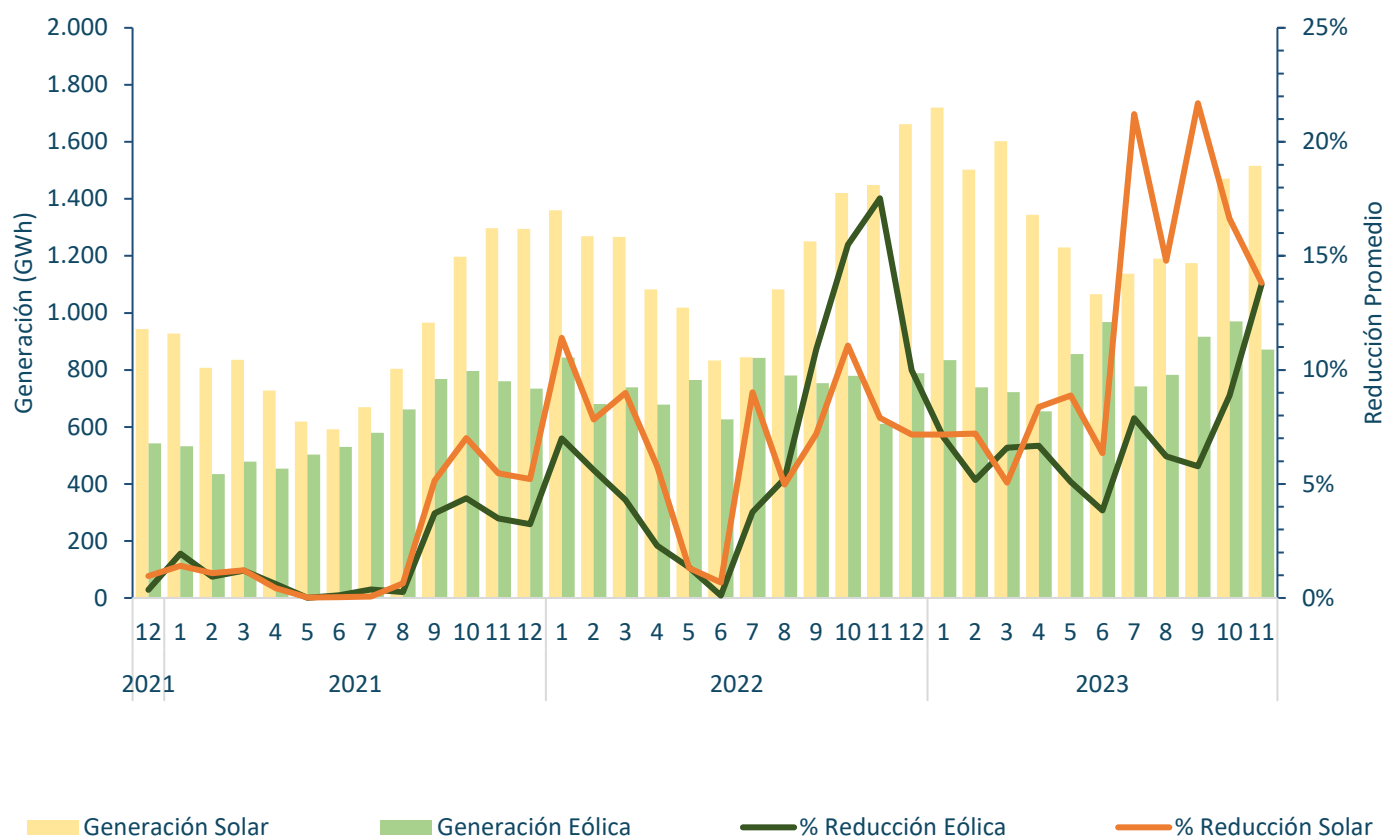


Figura 5.2:
Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE 592 CNE (30/11/2023) Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.635 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 45% corresponde a tecnología solar (1.632 MW), un 36% a tecnología eólica (1324,6 MW), un 8% de tecnología hidráulica (286 MW), un 0,5% de tecnología solar con BESS (17 MW), un 9% de tecnología BESS (335 MW) y un 1% de tecnología geotérmica (40 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 DE INTERCONEXION	TIPO DE TECNOLOGIA	POTENCIA NETA (MW)
Las Salinas -Etapa 3	nov-23	Solar	122,8
Las Salinas -Etapa 2	nov-23	Solar	34,8
Las Salinas -Etapa 4	nov-23	Solar	93,5
Planta Fotovoltaica Gran Teno	nov-23	Solar	200,0
Punta de Talca	dic-23	Eólica	80,0
Parque Eólico Los Cerrillos	dic-23	Eólica	45,6
Las Salinas -Etapa 5	dic-23	Solar	30,1
Planta Fotovoltaica Tamango	dic-23	Solar	40,0
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150,0
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	ene-24	Solar	75,0
Ampliación Andes Solar IIB	ene-24	Solar + BESS	17,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 2	ene-24	Eólica	57,0
Parque Eólico Horizonte	ene-24	Eólica	800,0
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	ene-24	BESS	60,0
BESS San Andrés	feb-24	BESS	35,0
Planta FV Tocopilla	mar-24	Solar	200,3
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	mar-24	BESS	32,0
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar	144,7
Doña Luzma	abr-24	Térmica	40,0
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	jun-24	BESS	60,0
Ñuble	jun-24	Hidráulica	136,0
Las Salinas -Etapa 6	jul-24	Solar	24,2
Libertad II	ago-24	Solar	122,0
Libertad III	ago-24	Solar	122,0
PFV Leyda	sept-24	Solar	80,0
Andes Solar IIA Baterías	sept-24	BESS	80,0
Parque Eólico Lomas de TalTal	oct-24	Eólica	342,0
Central Desierto de Atacama (DDA)	oct-24	Solar	270,0
BESS Tamaya	nov-24	BESS	68,2
Capacidad próximos 12 meses			3.635,2

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 noviembre de 2023, totalizan 13.742 MW con una inversión de MMUS\$ 15.983, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 78.096 MW con una inversión de MMUS\$ 134.859 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de noviembre, 9 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1.149 MW, de los cuales destacan el proyecto de Continuidad Operacional Central Térmica Atacama con 716 MW ubicado en Mejillones, el Parque Fotovoltaico Corinto Solar de 234 MW, ubicado en Vallenar-Reirina y el proyecto de Extensión Vida Útil Central Los Vientos de 142 MW en Llay Llay.

En este mes se aprobaron 5 proyectos solares, 1 proyecto eólico y 1 proyecto GLP, mientras que 1 proyecto solar fue desistido.

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	2.821	3.980	15.352	25.941
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.756	6.343	37.882	63.062
Gas Natural	1.376	524	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	24	15	2.957	6.565
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	560	450	1.075	8.000
Mixto (Solar + Eólico)	783	824	2.322	2.064
Híbrido (Solar + BESS)	1.766	2.882	13	45
Híbrido (Eólico + BESS)	656	965	432	801
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	13.742	15.983	78.086	134.859

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

8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Proyecto de Ley de Transición Energética es aprobado en general por el Senado ([ver más](#)).
- Se abre proceso de consulta pública para el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 – 2030 ([ver más](#)).



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica Informe Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2023 – 2043 ([ver más](#)).
- Se publica Informe Preliminar de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo 2024/1 ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°618 que aprueba Plan Normativo Anual correspondiente al año 2024, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°619 que comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°624 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 convoca a inscribirse a interesados en Registro de Participación Ciudadana en el contexto del Proceso de Expansión de la Transmisión 2023 ([ver más](#)).





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

Datos de la Operación	Precios	Resumen por Empresa	Suministro a Clientes Regulados	Datos de Infraestructura
-----------------------	---------	---------------------	---------------------------------	--------------------------

CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Bryan Bizarro A.

Líder de Proyectos

bbizarro@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

