

REPORTE MENSUAL  
**Sector Eléctrico**

Septiembre 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.

## Ley MPC en la mira: ¿por qué nuevas alzas amenazan a los clientes?

En cualquier industria, resulta fundamental que los precios reflejen la dinámica competitiva, alcanzando una eficiencia asignativa y productiva. Así, al no mantenerlos artificialmente bajos, se evitan distorsiones en el mercado y se promueve la eficiencia. Sin embargo, la realidad del sector eléctrico en los últimos años nos ha recordado la importancia de salvaguardar a los clientes más vulnerables y de evitar fluctuaciones abruptas en los precios. En este contexto, la Ley MPC<sup>1</sup> presentó mejoras en comparación con la Ley PEC<sup>2</sup>, al incluir una focalización en los clientes, traspaso gradual de los precios actualizados y la protección de las empresas generadoras mediante financiamiento externo respaldado por el Estado. Sin embargo, es importante reconocer que la Ley PEC fue implementada en un momento de complejas tensiones sociales y no anticipó los desafíos que la pandemia y sus efectos en el tipo de cambio traerían consigo.

A modo de contexto, La Ley PEC evitó un alza de un 9% en la tarifa final, mientras que la Ley MPC evitó un alza de un 44%. Sin embargo, la situación hoy es que a los generadores se les adeudan USD 1.350 millones que recuperarán en tarifas entre 2025 y 2027, y que a septiembre de este año el saldo utilizado del fondo de estabilización ascendería a USD 1.025 millones según lo estimado por la CNE en su Informe Técnico Preliminar (ITP)<sup>3</sup> presentado en agosto de este año. Conforme a este mismo informe, las tarifas residenciales en Santiago aumentarían aproximadamente entre 10% y 50% en diciembre de 2023 según el segmento de consumo, como se muestra en la Tabla E.1. A eso hay que agregar el hecho de que, según el modelo de la CNE<sup>4</sup> incluido en el informe, el fondo alcanzaría el tope de USD 1.800 millones en enero de 2024, considerando un tipo de cambio de 850 \$/USD, de modo que ante una eventual alza del tipo de cambio o combustibles, no se podrá continuar conteniendo las tarifas, o alternativamente, no se podrá cumplir con el pago de los contratos.

**Tabla E.1:**  
**Alzas en las tarifas finales producto del ITP 1S-2023 de agosto 2023. Fuente: elaboración Systep con datos de CNE y Enel.**

Segmento	Tarifa actual (\$)	Tarifa con nuevo ITP (\$)	Incremento
1	25.677	28.136	10%
2	56.397	63.775	13%
3	89.880	134.857	50%

Tarifas finales en la comuna de Santiago para un cliente BT1a con alimentación aérea. Se consideran consumos mensuales para el 1°, 2° y 3° segmento de 200kWh, 400kWh y 600 kWh, respectivamente.

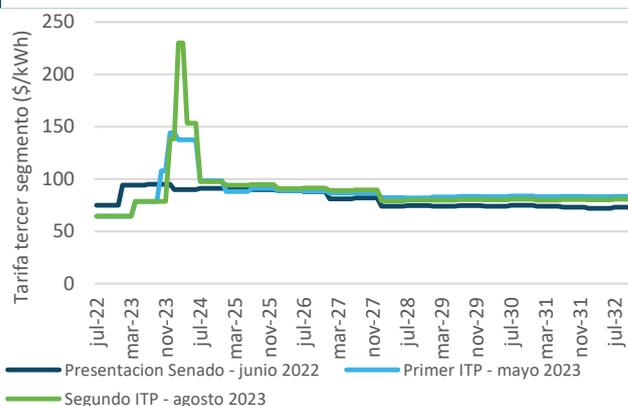
En complemento a los fondos para estabilizar tarifas, es importante mencionar que la ley MPC contempla pagos de todos los clientes, libres y regulados, a través del denominado "cargo adicional de servicio público" el cual es creciente según el nivel de consumo. Este cargo es una fuente sustancial de financiamiento

para el mecanismo, proyectando recaudar nominalmente USD 2.611 millones hasta 2032<sup>5</sup>. Sin embargo, es esencial reconocer que esto implica un subsidio cruzado de los clientes de mayor consumo, que son mayoritariamente libres, a los de menor consumo. En efecto, un 75% de lo que se recauda proviene de clientes libres. Por lo tanto, considerar el aumento de estos recursos mediante un alza adicional de este cargo podría conllevar a mayores distorsiones en el mercado eléctrico y resultar en incrementos en los costos para las empresas del país.

Lamentablemente la implementación de la Ley MPC ha sido deficiente, principalmente debido a los retrasos en la publicación de los informes de precios de nudo y sus respectivos decretos, atrasos que implicarían alzas abruptas en tarifas para el tercer segmento (clientes con consumo mayor 500 kWh-mes) que no se encuentra estabilizado. A diciembre de 2022, solo las diferencias originadas por el retraso en la publicación de los decretos suman USD 258 millones<sup>6</sup>, lo que equivale a un aumento del 15% en el precio de nudo de energía del primer semestre de 2023. Más aún, **la estimación de la CNE por concepto de diferencias por retraso el primer semestre de 2023 asciende a USD 937 millones<sup>7</sup>**, lo que debiese traspasarse a tarifas en el semestre siguiente.

El retraso en la publicación de los decretos tiene un efecto en el uso del fondo, ya que el retraso conlleva a la falta de actualización de las tarifas, lo que a su vez continúa o aumenta la discrepancia entre los precios de los contratos y los precios traspasados a clientes finales; esta diferencia debe ser aplicada a las tarifas del semestre siguiente y, como la tarifa del tercer segmento no tiene restricciones de alza, esta actúa como válvula de escape y, para limitar estas alzas, se utiliza el fondo.

**Figura E.1:**  
**Comparación de las proyecciones de la CNE de la tarifa del tercer segmento en sucesivas publicaciones. Fuente: Systep.<sup>8</sup>**



Para mostrar el efecto en las tarifas por el retraso en la publicación de los decretos, en la Figura E.1 se presenta la evolución de las proyecciones de la tarifa del tercer segmento por parte de la CNE en sucesivas publicaciones. Primero, en la presentación al senado en junio de 2022<sup>9</sup> mientras se discutía el

<sup>1</sup> "Mecanismo de Protección al Cliente", Ley 21.472 de julio de 2022.

<sup>2</sup> "Mecanismo de Precios Estabilizados a Cliente", Ley N°21.185 de octubre de 2019.

<sup>3</sup> Informe Técnico Preliminar Fijación 1° semestre 2023, emitido en agosto 2023.

<sup>4</sup> Archivo Modelo MPC enero 2023.xlsm, carpeta "4.-Modelo" del respaldo del cálculo del Informe Técnico Preliminar 1S/2023.

<sup>5</sup> Valores proyectados por la CNE en su Informe Técnico Preliminar. De este monto, un 75% es recaudado de clientes libres y el 25% restante de clientes regulados.

<sup>6</sup> El monto de diferencia por retraso en el modelo de la CNE para 2S/2022 asciende a \$237.287 millones. Con datos del modelo, se calculó un tipo de cambio promedio para el mismo semestre de 921,28 \$/USD.

<sup>7</sup> El monto de diferencia por retraso en el modelo de la CNE para 1S/2023 asciende a \$755.506 millones. Con datos del modelo, se calculó un tipo de cambio promedio para el mismo semestre de 806,07 \$/USD.

<sup>8</sup> Los valores de la presentación al Senado y del ITP de mayo fueron representados con resolución mensual. Los valores de la presentación al Senado fueron extraídos visualmente de la imagen expuesta por la CNE.

<sup>9</sup> Presentación CNE en Senado, junio 2022.

mecanismo de estabilización, luego en la primera versión del Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo de la CNE, publicada en mayo de 2023, y finalmente en la segunda versión del ITP publicada en agosto pasado. En dicha figura se puede observar el aumento progresivo de la tarifa con cada nueva publicación que da cuenta de los atrasos en la publicación del informe de precio nudo, siendo especialmente notorio al alza entre el ITP de mayo y el de agosto, cuya principal diferencia es el retraso en dos meses de los decretos del primer y segundo semestre de 2023, y del primer semestre de 2024 (octubre a diciembre, diciembre a febrero, y febrero a abril, respectivamente), provocando un aumento en la tarifa desde 144 \$/kWh (diciembre de 2023) en el primer ITP, a 230 \$/kWh (febrero de 2024) en el segundo ITP.

Después de la publicación del segundo ITP en agosto, el ministro de Energía anunció<sup>10</sup> que están evaluando “*mecanismos focalizados de protección tarifaria que nos permitan llegar a los clientes más vulnerables*”, y aseguró que “*hasta que el Ministerio de Energía no dicte un nuevo decreto, las cuentas de la luz no van a subir*”. Sin embargo, la complejidad de la situación actual radica en el tiempo que podría llevar la implementación de estas nuevas medidas, en comparación con la necesidad apremiante de agilizar la publicación puntual de los decretos. Mejorar la prontitud en la publicación de los decretos es la primera medida que debe aplicarse, pues ello es precisamente la causa principal del aumento abrupto que se anticipa<sup>11</sup>, especialmente para los consumidores regulados de mayor consumo.

Otro aspecto que se puede mejorar es aumentar el monto de USD 1.800 millones de financiamiento externo del mecanismo MPC junto con incrementar el aporte fiscal de USD 20 millones anuales, haciendo además obligatorio este último. No obstante, estas medidas deben acompañarse de otras que apunten a un manejo menos discrecional y transparente de los recursos. Por ejemplo, la Ley MPC contempla el uso de cargos o abonos para extinguir el Saldo final Restante. Sin embargo, tanto en la primera como en la segunda versión del Informe Preliminar de Precios de Nudo, se utilizaron abonos (o cargos negativos) para mitigar las alzas para el tercer segmento<sup>12</sup>. Los abonos aplicados en ambos ITP tuvieron como lógica el utilizar todo el fondo disponible para mitigar lo más posible el alza del tercer segmento.

El Ministerio de Energía también podría intentar modificar los límites de estabilización para cada usuario según nivel de consumo. Efectivamente, el informe de Protección Tarifaria y Pobreza Energética<sup>13</sup> señala que el actual límite de 350 kWh abarca al 90% de los clientes regulados, pero esto implica un error de inclusión de 57%. En este sentido resulta que la Ley MPC, más que ser “focalizada”, es “casi universal”, lo que igualmente permite un fondo menor comparado con lo que se necesitaría para estabilizar a la totalidad de los clientes. En teoría, es correcto intentar corregir los errores de inclusión y exclusión<sup>14</sup>, sin embargo, es importante considerar el contexto político de la discusión. La primera versión del límite del primer segmento fue de 250 kWh<sup>15</sup>, lo que además estaba en línea con los tramos de equidad tarifaria y con los tramos considerados en la medición del IPC para evitar efectos inflacionarios directos. No obstante, durante la discusión del proyecto de ley el límite se subió a 350 kWh, ya que tanto parlamentarios como sus asesores dieron ejemplos de consumidores que no serían beneficiados, incluso encontrado insuficiente el nivel de 350 kWh.

Subsidios complementarios a la Ley MPC que se entreguen de manera directa a los usuarios finales y no afecten la tarifa final van

en la dirección correcta, cosa que fue planteada en los inicios de la discusión de dicha ley, no obstante, finalmente no fue la principal herramienta del mecanismo. De todas formas, gran parte de los clientes más vulnerables ya se encuentra protegido, puesto que pertenecen al primer segmento (clientes con consumo hasta 350 kWh), cuyos aumentos tarifarios están limitados a la variación del IPC más un máximo del 5%. Por lo tanto, si bien hay que reconocer las necesidades de dichos usuarios y se podrían considerar subsidios complementarios dirigidos a éstos, probablemente la situación particular de cada uno de ellos es mayormente provocada por la inflación junto con otros factores macroeconómicos y sociales generales, aspectos que no tienen su origen en las tarifas eléctricas, en la medida que la protección actual para el primer segmento no se modifique. Por otro lado, los subsidios son una forma de subsanar los errores de exclusión y ayudar a los clientes con consumo mayor a 500 kWh que no están actualmente estabilizados. Para ello, es necesario realizar un trabajo de detalle para identificar a estos clientes, entre los cuales pueden estar pymes con tarifa BT1 y familias que comparten un medidor.

Algunos sectores han propuesto bajar el límite actual de 500 kW de potencia conectada para que los clientes regulados puedan optar a ser clientes libres. Sin embargo, esta medida tendría poco efecto práctico ya que, a diferencia de hace algunos años, los precios de energía a los que acceden hoy los clientes libres son iguales o mayores que los precios regulados. Además, las leyes PEC y MPC tienen disposiciones que hacen que los clientes que se cambien de régimen tarifario se les deba aplicar un componente adicional de distribución para compensar el período que fueron beneficiados.

Por último, se ha sugerido que abordar el aumento de las tarifas para los consumidores regulados podría impulsar el avance del proyecto de Ley de Transición Energética. Sin embargo, es importante destacar que estas son problemáticas independientes que requieren ser tratadas por separado, considerando las evaluaciones y consecuencias específicas de cada medida. En concreto, **sería contradictorio buscar contener las tarifas mientras se implementan acciones que podrían generar costos adicionales para los clientes.**

El debate actual brinda una oportunidad para retomar la largamente esperada y postergada reforma en el sector de distribución de energía. Uno de los aspectos a considerar en esta reforma es la mejora en el diseño de las opciones tarifarias para los clientes regulados, que vaya más allá de la simple medición mensual del consumo. En este contexto, es crucial analizar elementos como tarifas por tramos, tarifas dinámicas (señales horarias), prepagos de energía, prepagos de capacidad residencial, opciones basadas en la actividad económica de los clientes, entre otros aspectos que pueden ser modernizados y enriquecidos.

La autoridad debe estar dispuesta a publicar las nuevas tarifas, a pesar del costo político que esto implica. La situación actual es cada vez más insostenible y cualquier retraso adicional solo llevará a aumentos futuros más pronunciados. **Toda la industria debe aportar con su perspectiva y soluciones, de manera lograr un proyecto sólido antes de su discusión en el senado.** La contingencia actual podría generar un estancamiento político y legislativo en otras áreas cruciales para el sector, por lo tanto, es imperativo actuar con prontitud, responsabilidad y sin olvidar los efectos en el largo plazo.

<sup>10</sup> [Gobierno estudia “mecanismos focalizados de protección tarifaria” para enfrentar próximas alzas en cuentas de la luz](#), LT Pulso, 29 de agosto de 2023.

<sup>11</sup> “*Mientras más tarde de 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](#).

<sup>12</sup> La primera versión del informe consideró un abono al tercer segmento de 43 \$/kWh equivalente a utilizar USD 436 millones del fondo. La segunda versión del

informe considera un abono de 6,3 \$/kWh equivalente a utilizar USD 67 millones del fondo.

<sup>13</sup> [Protección Tarifaria y Pobreza Energética, Plan de acción 2023 – 2030](#), Mesa de Trabajo, 2023.

<sup>14</sup> Un error de inclusión en el contexto de una política pública focalizada es cuando personas que no necesitan realmente la asistencia están siendo beneficiadas. El error de exclusión es el ejemplo contrario.

<sup>15</sup> [Mensaje N° 030-370 de mayo del 16 de mayo de 2022](#), primer trámite constitucional del proyecto de Ley MPC. Ver Artículo 4, literal i.

## GENERACIÓN

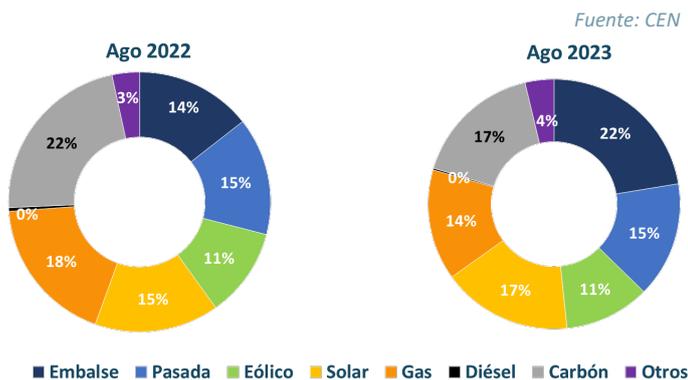
En el mes de agosto, la generación total del SEN fue de 7.123 GWh/mes, con una variación de -0,8% respecto a julio de 2023 (7.179 GWh/mes) y con una variación de 1,1% a la de agosto de 2022 (7.045 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación gas, diésel, carbón se redujo en un 21%, 53%, 25% respectivamente en relación con agosto de 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico, solar aumentaron en un 57%, 0,3%, 10% respectivamente en relación con agosto de 2022.

Durante el mes de agosto estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: Norgener-NTO2, Guacolda 3 (16, 4 días respectivamente); hidráulicas: Alfalfal 2, Cipreses, Antuco (10, 9, 8 días respectivamente); gas: Nehuenco I, Mejillones-CMT3 GNL, Quintero 1B GNL (29, 9, 2 días respectivamente); y diésel: IEM, Los Pinos, Atacama 2 (12, 9, 8 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de agosto, la potencia máxima generada fue de 10.865 MW el día 22, y la mínima fue de 7.684 MW el día 27. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de agosto, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Figura 1.1:  
Energía mensual generada en el SEN

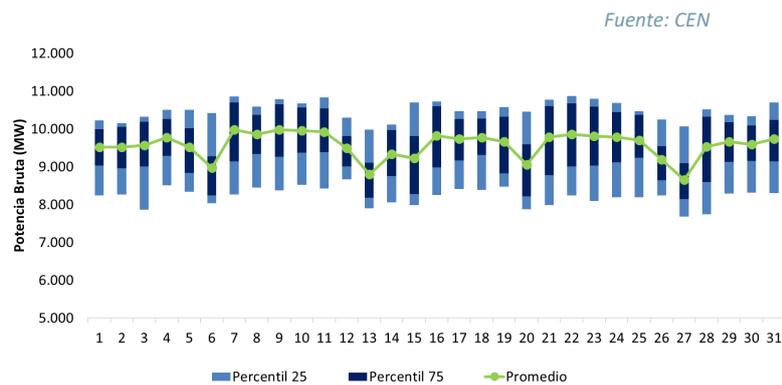


**7.045**  
GWh/mes

Generación  
total del mes

**7.123**  
GWh/mes

Figura 1.2:  
Generación bruta del SEN



**10.865** MW  
máxima

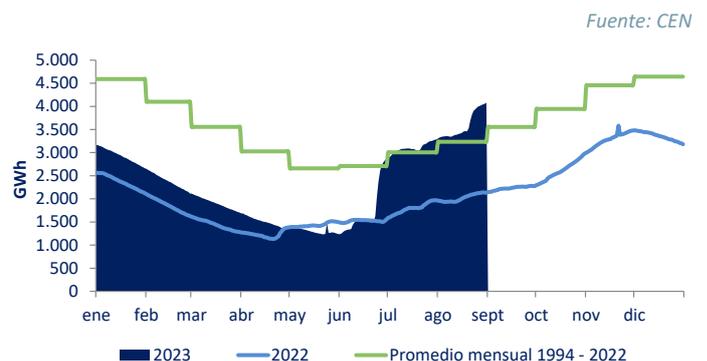
Potencia  
Mes

**7.684** MW  
mínima

## HIDROLOGÍA

En agosto la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2022. Durante agosto, el promedio de energía embalsada representó el 111% del promedio mensual histórico 1994 – 2022 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (agosto 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 64,1%, es decir, se ubica en el 35,9% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 1.3:  
Energía almacenada en principales embalses



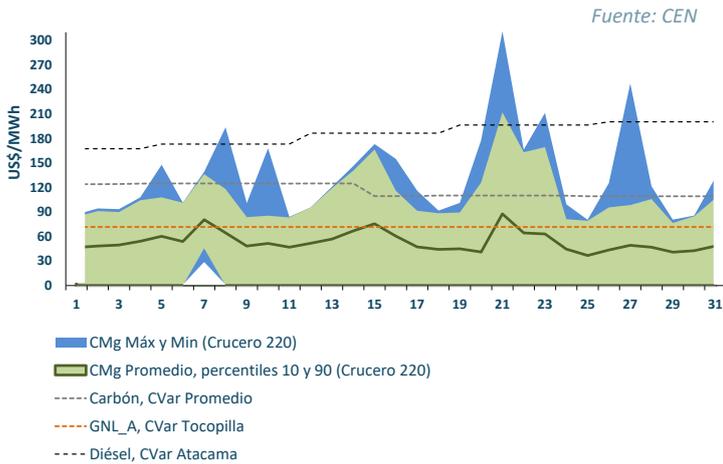
Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

# COSTOS MARGINALES

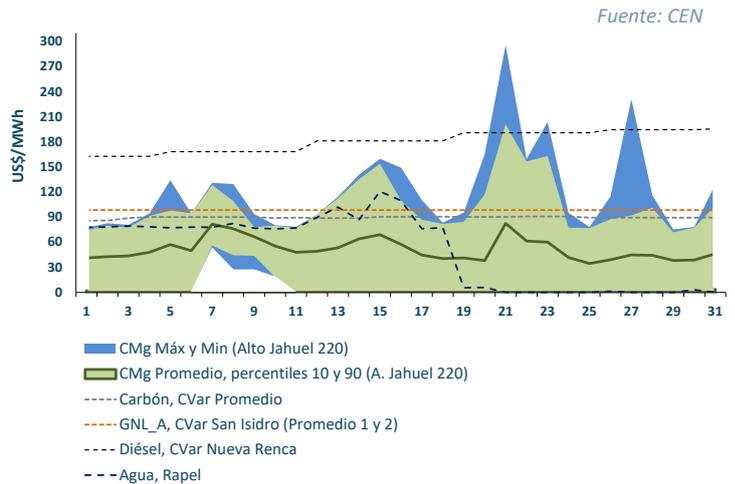
En agosto de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 53,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -10,5% con respecto a julio de 2023 (59,9 US\$/MWh), y una variación de -47,3% respecto a agosto de 2022 (101,8 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, 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 agosto de 2023 fue de 51,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -11,7% con respecto a julio de 2023 (58,4 US\$/MWh), y una variación de -53,7% respecto a agosto de 2022 (111,4 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 agosto para Crucero 220 kV



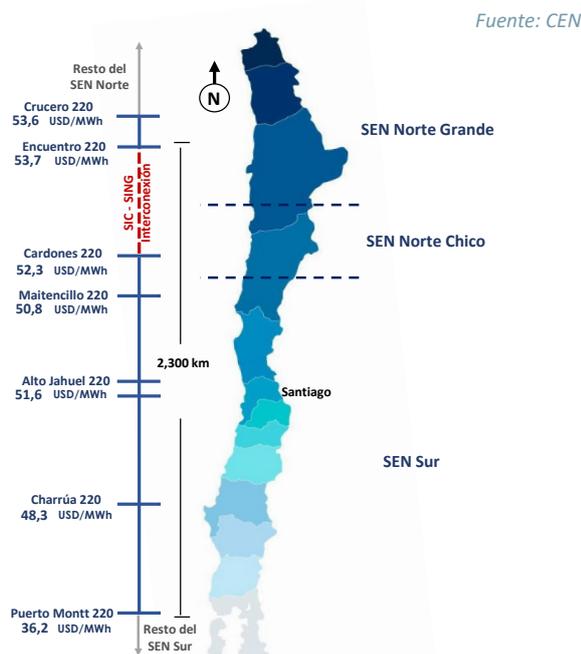
**Figura 1.5:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Alto Jahuel 220kV



Durante el mes de agosto 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 452 horas.

Los tramos con más horas de desacople fueron: Charrúa 220 – Santa Clara 220 (124,5 horas), Nirivilo 66 – Constitución 66 (53 horas), Cumbres 500 – Los cambios 500 (45 horas), con un desacople promedio de: 71,05 US\$/MWh, 259,14 US\$/MWh, 21,75 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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



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

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
CHARRUA 220 – SANTA CLARA 220	124,5	71,0
NIRIVILO 066 - CONSTIT. 066	53,0	259,1
CUMBRES 500 - L. CHANGOS 500	45,0	21,8
LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220	43,0	57,7
D. ALMAGRO 220 - D. ALMAGRO 110	35,9	27,6
LAPALMA 066 - S. JAVIER 066	27,5	194,9
POLPAICO 500 - N. P. AZUCAR 500	13,4	8,7
C. NAVIA 220 – C. NAVIA 110	13,2	82,4
D. ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	8,7	31,7

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.

# 2.

## PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta agosto 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 1,13% para el año 2023 respecto del año 2022. Se definieron tres escenarios de operación distintos: Caso Base que considera los supuestos descritos en la Tabla 2; un Caso Bajo que considera una baja en 10% del costo de combustible; y un Caso Alto en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de Gas y un aumento en 10% del costo de combustible, presentado en la Tabla 2.1.

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 ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto los costos reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 3.652,2 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.754,7 MW son solares, 1.295,1 MW eólicos, 142 MW biomasa, 150 MW embalse, 66,9 diésel y 244,5 MW de baterías. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para fines de diciembre de 2023.

En los gráficos de la Figura 2.1, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos

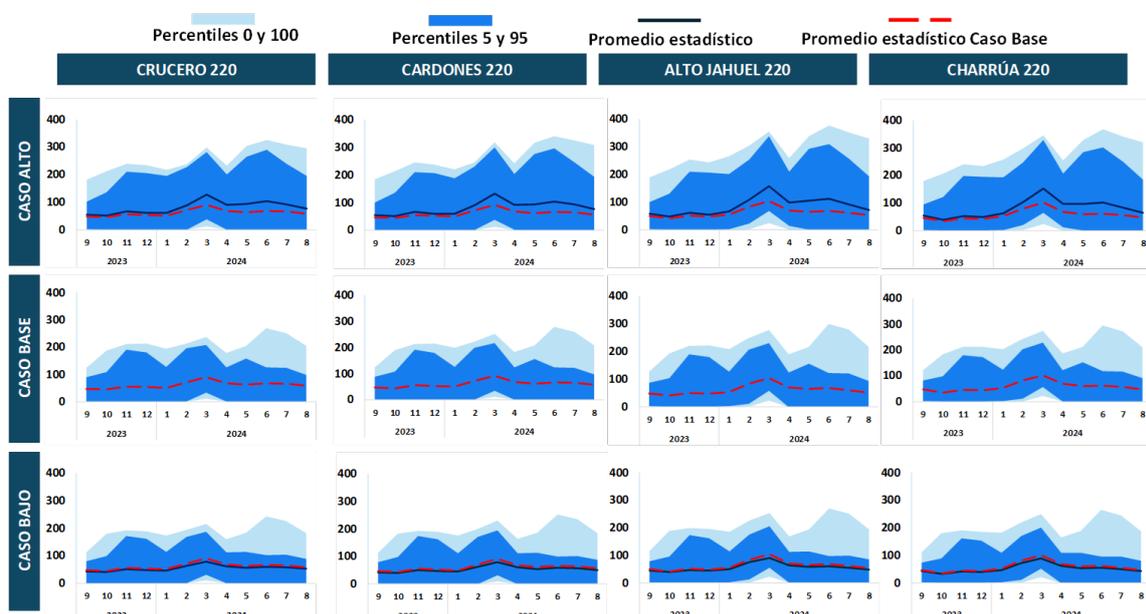
marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).

Con respecto al sistema frontal de mediados de agosto, las lluvias provocaron un aumento considerable en las cotas de embalse, incluso llevando algunas centrales a generar a potencia máxima y verter agua, con el fin de no superar sus cotas límites. Esto implicó costos marginales más bajos, los que se sostendrían hasta comienzos de 2024, considerando el pronóstico de deshielos de septiembre 2023.

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

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		1,1%	1,1%	1,1%
<b>Precios Combustibles</b>				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	145	161	177
	Guacolda (promedio)	162	180	198
	Andina	288	320	352
	Hornitos	288	320	352
	Norgener	156	174	191
	N. Ventanas	162	180	198
SEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	135	150	165
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	11	13	14
	Nehuenco 1	9	11	-
	Mejillones CTM3	11	12	-
	U16	11	12	14
	Kelar	11	12	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	9	10	-
	U16	9	10	-
	Nehuenco 2	9	10	-
	Nueva Renca	9	10	-

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



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 agosto, Enel aumentó su generación en base a diésel, gas natural, hidro y solar mientras que disminuyó su generación en base GNL, eólico y geotérmica con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún disminuyó su producción en base GNL e hidro, mientras que aumentó su generación en base a carbón

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

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

### Empresa: ENEL CHILE

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ago 2022	Jul 2023	Ago 2023
Diésel	3	0	3
Carbón	165	0	0
Gas Natural	655	234	309
GNL	28	318	20
Hidro	1.030	1.428	1.493
Solar	157	249	262
Eólico	146	125	112
Geotérmica	44	45	33
<b>TOTAL</b>	<b>2.228</b>	<b>2.399</b>	<b>2.233</b>

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

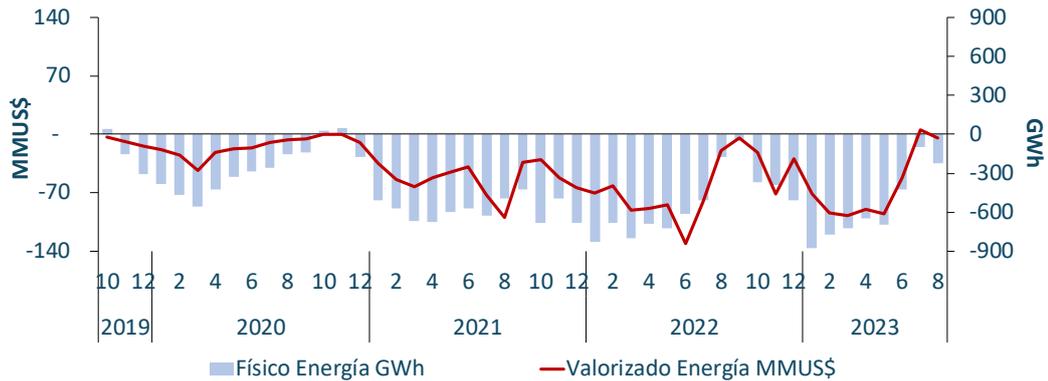
CENTRAL	Ago 2022	Ago 2023
Embalse Ralco	122	9

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

CENTRAL	Ago 2022	Ago 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	115,0	82,5
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	80,0	65,0
Taltal Diésel (Prom. I y II)	16,5	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	241,1	153,7

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2023
Total Generación (GWh)	2.233
Total Retiros (GWh)	2.460
Transf. Físicas (GWh)	-226
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4



### Empresa: COLBÚN

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ago 2022	Jul 2023	Ago 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	243	50	121
Gas Natural	71	0	121
GNL	23	217	61
Hidro	596	755	576
Solar	28	33	34
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>961</b>	<b>1.055</b>	<b>913</b>

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

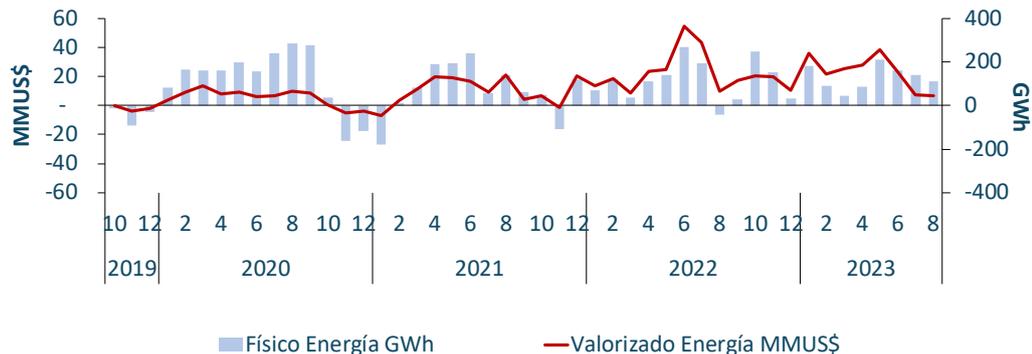
CENTRAL	Ago 2022	Ago 2023
Embalse Colbún	145	20

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

CENTRAL	Ago 2022	Ago 2023
Santa María	63,9	54,2
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101,7	86,0
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	72,9	66,7
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	209,3	138,3

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2023
Total Generación (GWh)	913
Total Retiros (GWh)	801
Transf. Físicas (GWh)	112
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

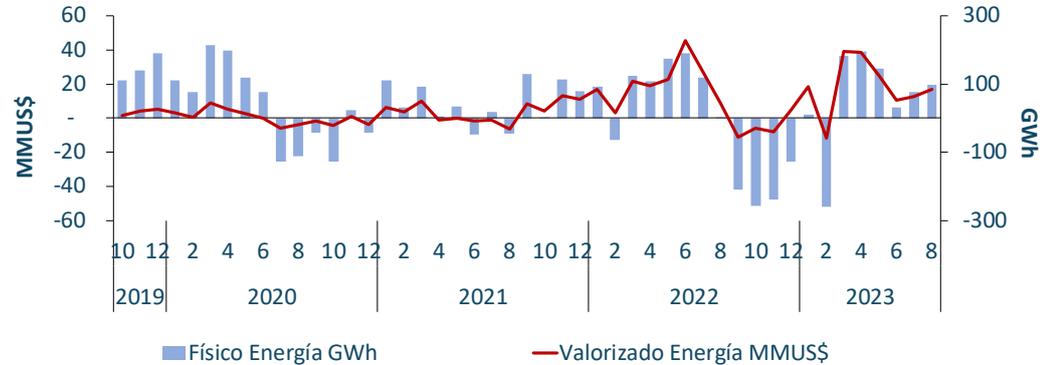
TECNOLOGÍA	Ago 2022	Jul 2023	Ago 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	735	770	797
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	49	33	32
Solar	20	15	12
Eólico	53	34	41
<b>Total</b>	<b>858</b>	<b>853</b>	<b>882</b>

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

CENTRAL	Ago 2022	Ago 2023
N. Ventanas y Campiche	140,6	75,1
Angamos (prom. 1 y 2)	75,9	58,2
Norgener (prom. 1 y 2)	129,5	66,8

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Ago 2023
Total Generación (GWh)	882
Total Retiros (GWh)	785
Transf. Físicas (GWh)	97
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

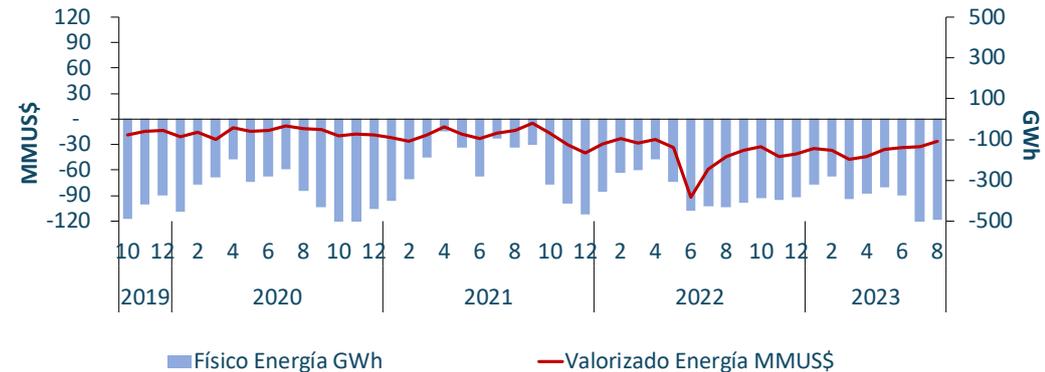
TECNOLOGÍA	Ago 2022	Jul 2023	Ago 2023
Diésel	5	0	0
Carbón	205	55	0
Gas Natural	144	104	161
GNL	0	0	0
Hidro	21	26	23
Solar	43	70	66
Eólico	36	36	32
<b>Total</b>	<b>454</b>	<b>291</b>	<b>283</b>

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

CENTRAL	Ago 2022	Ago 2023
Andina Carbón	171,4	127,7
Mejillones Carbón	178,8	151,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	87,3	60,1

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Ago 2023
Total Generación (GWh)	283
Total Retiros (GWh)	775
Transf. Físicas (GWh)	-493
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-26



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

TECNOLOGÍA	Ago 2022	Jul 2023	Ago 2023
Diésel	2	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	99	142	157
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>102</b>	<b>142</b>	<b>157</b>

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

CENTRAL	Ago 2022	Ago 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	129,7	90,8
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	187,3	126,9

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Ago 2023
Total Generación (GWh)	157
Total Retiros (GWh)	12
Transf. Físicas (GWh)	144
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11



El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a agosto de 2023, es de 105 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 agosto de 2023 por generador, en barra de oferta<sup>1</sup>**

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
ENDESA	121	11.191
E-CL	127	7.605
ENEL GENERACIÓN	64	5.937
AES GENER	113	4.029
El Campesino	116	4.028
COLBÚN	119	3.650
ACCIONA	97	1.112
Abengoa	145	957
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	60	861
Aela Generación S.A.	93	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	49	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	50	640
PANGUIPULLI	147	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	55	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	53	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	50	441
San Juan SpA.	130	423
WPD MALLECO (Malleco)	63	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	54	375
Pelumpén S.A.	103	341
PUELCHESUR EÓLICA	56	287
MARIA ELENA SOLAR	37	281
SONNEDIX COX	67	265
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	113	196
WPD MALLECO (Malleco II)	63	192
Otros	100	1.682
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>105</b>	<b>47.948</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 8/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

**Tabla 4.2:**  
**Precio medio de licitación indexado a agosto de 2023 por distribuidora, en barra de oferta<sup>1</sup>**

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
Enel Distribución	95	17.900
CGE Distribución	121	14.446
Chilquinta	113	3.847
SAESA	103	5.083
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>107</b>	<b>41.277</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 8/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

1. Fe de erratas: Se corrigieron los precios de contratos de empresas con indexadores de carbón y diésel respecto de versión publicada el 29 de septiembre.

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

# ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de julio 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.422 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 929 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante julio fue igual a 2.444 GWh, es decir, se superó en un 163% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 47% (1.141 GWh) seguido por el aporte eólico con un 30% (741 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 16% (395 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (129 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 2% (38 GWh).

Durante agosto de 2023 se registró 224,7 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -25% con respecto a julio de 2023 (300 GWh) y un aumento del 137% con respecto a agosto del 2022 (94,7 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

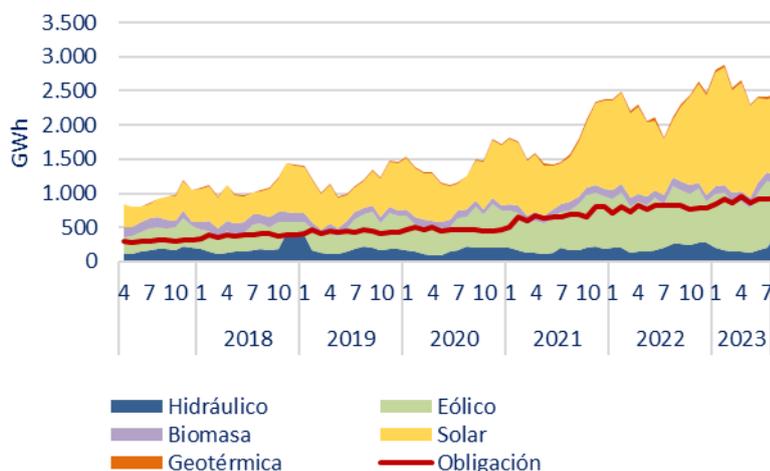
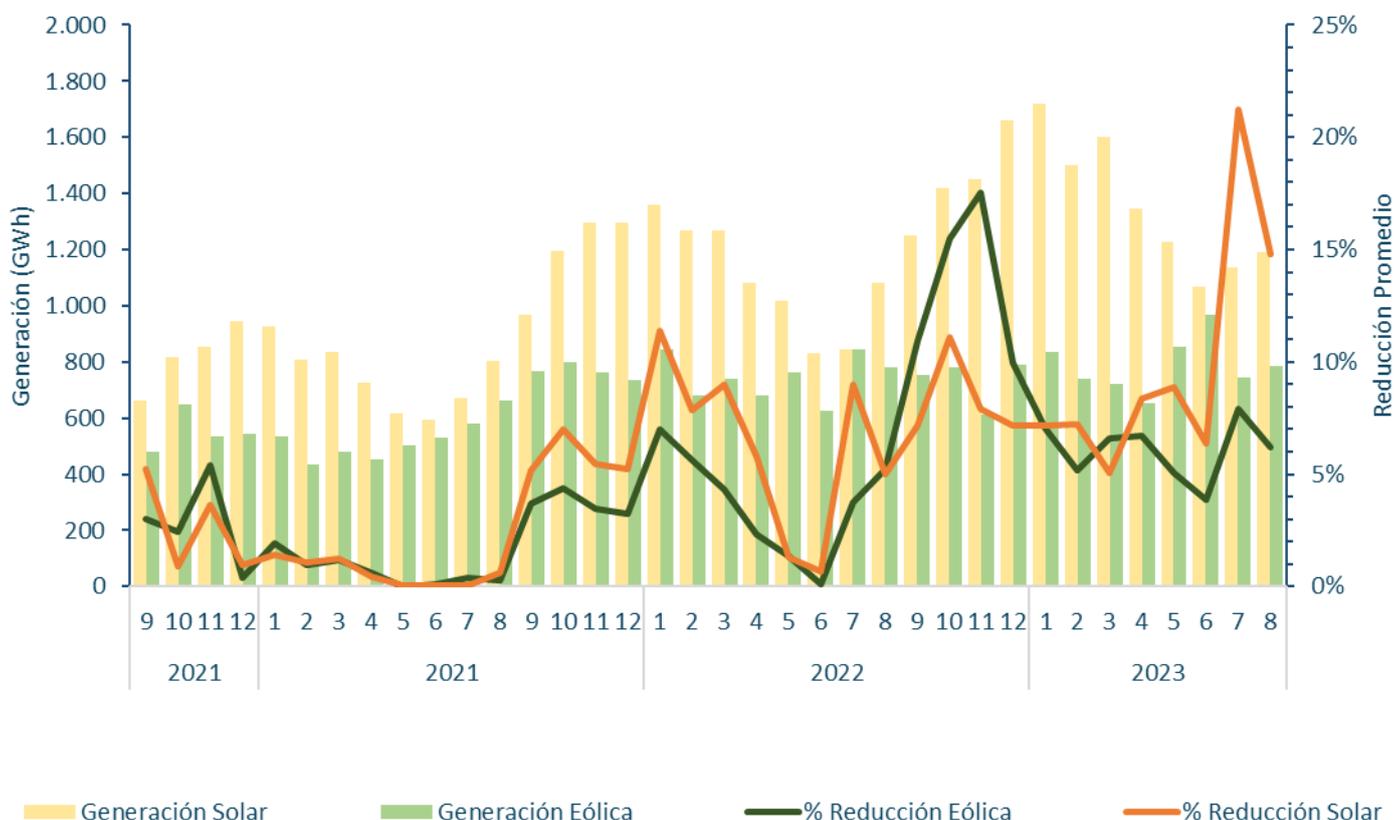


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-401 CNE (31-08-2023) que Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.543 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 49% corresponde a tecnología solar (1.742 MW), un 33% a tecnología eólica (1.171 MW), un 8% de tecnología hidráulica (286 MW), un 0,5% de tecnología solar con BESS (17 MW) y un 9% de tecnología BESS (326 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)
Parque Eólico Cardonal	ago-23	Eólica	32,9
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 1	ago-23	Eólica	47,0
BESS Coya	ago-23	BESS	139,0
Parque Eólico Manantiales	ago-23	Eólica	27,1
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	sep-23	Solar	75,0
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar	380,0
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	81,7
Las Salinas -Etapa 3	nov-23	Solar	122,8
Las Salinas -Etapa 2	nov-23	Solar	34,8
Punta de Talca	nov-23	Eólica	80,0
Las Salinas -Etapa 4	nov-23	Solar	93,5
Planta Fotovoltaica Gran Teno	nov-23	Solar	200,0
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
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
Planta FV Tocopilla	feb-24	Solar	200,3
BESS San Andrés	feb-24	BESS	35,0
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	mar-24	BESS	32,0
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar	144,7
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0
PFV Leyda	jun-24	Solar	80,0
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

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 agosto de 2023, totalizan 13.721 MW con una inversión de MMUS\$ 16.069, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 75.427 MW con una inversión de MMUS\$ 132.257 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de agosto, 11 proyectos entraron en calificación aportando con una capacidad de 843,2 MW, de los cuales destacan el Parque Eólico Loncualhue de 316,8 MW ubicado entre Cauquenes y Quirihue, el Parque FV Portezuelo de 121 MW ubicado en Marchihue y Parque Eólico Loma Verde entre Llanquihue y Frutillar de 136,4. En este mes se aprobó 1 proyecto solar. Finalmente, 3 proyectos fueron desistidos.

**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	3.927	5.303	14.961	25.772
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.569	5.897	37.224	62.311
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	17	14	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 + Eólica)	2.090	1.910	1.151	1.190
Híbrido (Solar/Eólico + Bess)	1.032	1.993	4	20
Almacenamiento	0	0	59	185
<b>Total</b>	<b>13.721</b>	<b>16.069</b>	<b>75.427</b>	<b>132.257</b>

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver *Estadísticas SysteP*, sección Infraestructura.

## 8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

### MINISTERIO DE ENERGÍA

- Ministerio de energía realiza sesión de trabajo para el Plan de Descarbonización ([ver más](#)).



### COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica en el Diario Oficial resolución exenta N°400 de 2023 que informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial resolución exenta N°403 de 2023 que modifica el artículo 9-2 transitorio del Anexo de Sistema de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, aprobado mediante resolución N°468 exenta, de 2019, en consideración a las circunstancias extraordinarias que se indican ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial rectificación de decreto N°1T de 2023 que fija precios de nudo para suministros de electricidad ([ver más](#)).
- Se abre consulta pública de Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio referente a la operación de las centrales eólicas y fotovoltaicas del SEN ([ver más](#)).



### COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Realiza jornada técnica en torno a Almacenamiento, al rol de centrales renovables en los Servicios Complementarios, costos marginales y cadena de pago ([ver más](#))
- Adjudica 16 obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal de los decretos N°200 de 2022 y N°185 de 2021 ([ver más](#)).
- Publica Estudio de Almacenamiento de Energía para seguir avanzando en la transición energética ([ver más](#)).



### SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

- Se publica en el Diario Oficial resolución exenta N°19.007 de 2023 que extiende aplicación de resolución exenta N°17.980 de 2023, que establece procedimiento de excepción para la energización de instalaciones de consumo de energía eléctrica existentes dañadas por situaciones catastróficas ([ver más](#)).





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

Datos de la Operación

Precios

Resumen por Empresa

Suministro a Clientes Regulados

Datos de Infraestructura

CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

**Rodrigo Jiménez B.**

Gerente General

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

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

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

**Bryan Bizarro A.**  
Líder de Proyectos

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

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

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

| RRSS

