

REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

Octubre 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.

## Modificaciones al DS62: ¿Es necesario un periodo transitorio?

La regulación del mercado de potencia en Chile ha sido objeto de varias instancias de discusión en los últimos años, en la búsqueda de encontrar un mecanismo que concilie razonablemente aspectos como reconocer en forma efectiva el aporte a la suficiencia del sistema, que la metodología no dependa de la tecnología que se evalúe, que los resultados sean trazables y reproducibles por cualquier agente del mercado, y que exista certeza respecto de los potenciales ingresos que podrían obtener tanto las unidades generadoras existentes como en desarrollo.

Desde las primeras mesas de trabajo que se realizaron en 2020, el Ministerio de Energía manifestó su intención de realizar una reforma profunda al mercado de potencia, la que se plasmó en el primer borrador de un potencial nuevo reglamento (Decreto Supremo N°3/2021 o "DS3"). No obstante, en las distintas instancias de participación no se logró un consenso en la industria respecto de la viabilidad e impacto de los cambios propuestos. Ante la necesidad de contar en el corto plazo con una metodología que otorgue certeza de los ingresos por potencia para Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), ya que hay unidades que recientemente han entrado en operación o que están finalizando su construcción, el Ministerio de Energía decidió en julio de 2023 no perseverar con los cambios que introduciría el DS3, optando finalmente por realizar ajustes menores<sup>1</sup> al reglamento actualmente vigente (Decreto Supremo N°62/2006 o "DS62"). La consulta pública se cerró el 28 de agosto de 2023, publicándose las respuestas por parte del Ministerio de Energía el 20 de octubre de 2023<sup>2</sup>.

La principal novedad del DS62 Modificado es la inclusión de un mecanismo particular para determinar la potencia inicial de los SAE. Según el Artículo 37°, ésta dependerá de su aporte a minimizar la diferencia entre las demandas máximas y mínimas de la curva de carga horaria, respecto al escenario de no incluir individualmente cada unidad de almacenamiento. Lo anterior es resultado de un modelo de optimización, pero sin que en el DS62 Modificado se explicita la necesidad de tener en cuenta la señal de precios o el costo de operación del sistema, por lo que para efectos de reconocimiento de potencia el modo de operación del almacenamiento podría diferir de la operación real.

El Artículo 37° no se aplicará desde que el DS62 Modificado se encuentre vigente, ya que al igual que en el DS3, hay un régimen transitorio de 10 años desde su publicación en el Diario Oficial, donde la potencia inicial de los SAE quedará definida por un guarismo en base a las horas de autonomía (ver Tabla E.1).

**Tabla E.1:**  
**Potencia inicial porcentual de los SAE según horas de autonomía en DS62 Modificado**

Capacidad de almacenamiento (horas)	Potencia inicial (%)	
	Primera versión	Segunda versión
<1	0%	0%
1	50%	36%
2	70%	65%
3	85%	85%
4	95%	98%
≥5	100%	100%

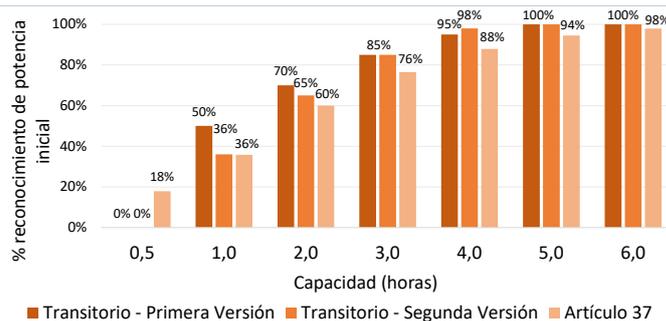
Dentro de sus respuestas al proceso de consulta pública, el Ministerio de Energía indicó la necesidad de ajustar los

porcentajes del periodo transitorio, de manera de que guarden mayor coherencia con los valores que resultarían de aplicar la metodología en régimen permanente. Por ese motivo, la Tabla E.1 muestra dos columnas, siendo la segunda la versión final por la que optaría la autoridad. Sin perjuicio de lo anterior, la definición de "capacidad de almacenamiento (horas)" que se utiliza en la tabla del periodo transitorio no es clara respecto a qué parámetro en particular se refiere (tiempo que toma el SAE en cargarse a la tasa nominal que permita sus componentes, tiempo que toma el SAE en descargarse a la tasa nominal que permita sus componentes, u horas equivalentes que resulten de dividir la energía almacenada en la potencia instalada), eventualmente incluyendo también valores de carga mínimo necesarios en ciertas tecnologías para mantener la vida útil del sistema de almacenamiento, lo que debiese ser clarificado para evitar interpretaciones erróneas. En adelante, los ejercicios mostrados en la presente editorial consideran la última acepción.

A nuestro juicio, una falencia evidente del periodo transitorio es que no diferencia en características básicas de los SAE más allá de su autonomía, como la eficiencia de carga y descarga o la degradación, por lo que igualaría la contribución a la suficiencia del sistema para SAE que pueden tener parámetros disímiles en el tiempo. Para ello se estudiaron tres casos con distintos perfiles de demanda reales (las figuras solo muestran el promedio), aplicando para cada uno lo establecido en el periodo transitorio (en sus dos versiones) y lo indicado en el Artículo 37°, siendo los resultados contrastados a continuación.

En primer lugar, se consideró un conjunto de siete SAE todos con capacidad utilizable de 100 MW y un factor de eficiencia total de 90% (dividida en partes iguales entre carga y descarga, cerca de 95% para cada proceso). La Figura E.1 muestra que para ciertas duraciones los resultados son similares entre la segunda versión del transitorio y el Artículo 37°, pero en otros casos no, particularmente en duraciones bajas o intermedias.

**Figura E.1:**  
**Potencia inicial en función de horas de autonomía para SAE de 100 MW / 90% eficiencia total carga y descarga**



En segundo lugar, se utilizó un conjunto de diez SAE todos con una capacidad utilizable de 100 MW y 5 horas de autonomía, pero con factores de eficiencia totales diferentes. La Figura E.2 muestra que la potencia inicial obtenida con cualquiera de las versiones del periodo transitorio (100% para SAE de 5 horas), se asemeja a los valores bajo el Artículo 37° si el factor de eficiencia total es alto, pero en la medida que la eficiencia disminuye, los resultados divergen materialmente. De acuerdo al estudio publicado por el CEN en agosto de 2023<sup>3</sup>, las tecnologías de almacenamiento que

<sup>1</sup> Reglamento de transferencias de potencia modificado

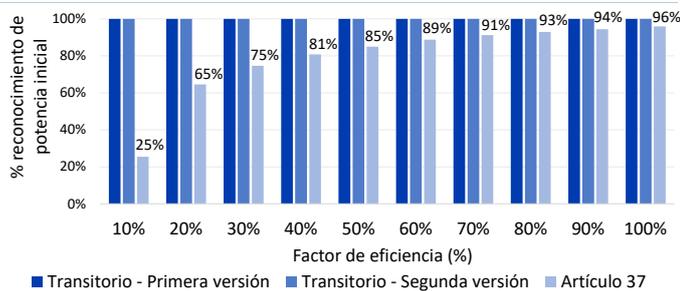
<sup>2</sup> Respuestas a consulta pública DS62 modificado

<sup>3</sup> Estudio de almacenamiento del CEN

requieren retirar energía desde la red pueden tener eficiencias totales en rangos entre 80%-84% para baterías de sodio-azufre, 92%-96% para baterías de ion-litio, 70%-84% para centrales de bombeo, 60%-70% para sistemas de aire comprimido, o 35%-38% para baterías de Carnot. Mantener la definición actual para el periodo transitorio podría dar una señal equivocada a aquellos SAE menos eficientes durante los primeros 10 años de aplicación.

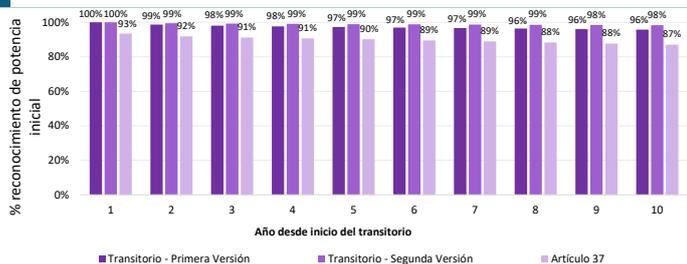
Un tema relacionado es la definición del factor de eficiencia total, el que representa las pérdidas tanto para la carga como la descarga. No es clara la aproximación que se utilizará para SAE que no requieren retirar energía desde la red para almacenarla, como las centrales de concentración solar (CSP), pero que de acuerdo a los antecedentes del Coordinador tienen una eficiencia total comparable a otras tecnologías (como las baterías de Carnot), pero dada principalmente por el ciclo térmico. También es relevante diferenciar y modelar explícitamente eficiencias de carga y descarga que reflejen las pérdidas efectivas de cada proceso, en lugar de un valor único, lo que hasta ahora no es un requisito en el DS62 Modificado.

**Figura E.2:**  
**Potencia inicial en función de factor de eficiencia total para SAE de 100 MW / 5 horas de autonomía**



Los resultados anteriores no incluyen la degradación a la que pueden estar expuestas las componentes de los SAE, y que reducirían su capacidad de almacenamiento en el tiempo. La Figura E.3 muestra la disminución de la potencia inicial a lo largo del periodo transitorio si se modela una degradación de 2,06% anual para un SAE con una capacidad utilizable de 100 MW, 5 horas de almacenamiento y 90% de eficiencia total. El DS62 Modificado por ahora no incluye un procedimiento para verificar la duración u horas de almacenamiento efectivas de un SAE (análogo a la verificación de potencia máxima), las que dependiendo de la tecnología podrían cambiar año a año.

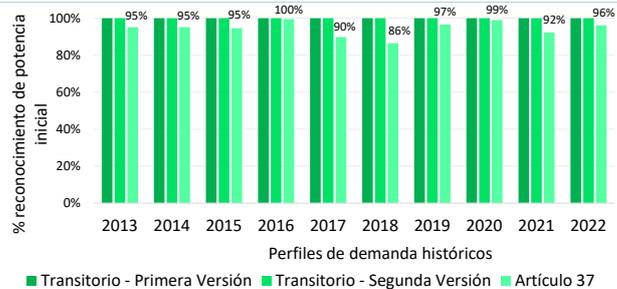
**Figura E.3:**  
**Potencia inicial para cada año para un SAE de 100 MW / 5 horas de autonomía / 90% eficiencia total / 2.06% degradación**



En lo relativo a parámetros generales sistémicos, el comportamiento horario de la demanda también puede implicar obtener potencias iniciales distintas entre un año y otro en el periodo de régimen, ya que se debe minimizar la diferencia entre las demandas horarias máximas y mínimas.

Por lo anterior, también se realizó la estimación de la potencia inicial con los perfiles de demanda horarios históricos del SEN entre los años 2013 y 2022 para un SAE con capacidad utilizable de 100 MW, 5 horas de almacenamiento y un factor de eficiencia total de 90%. La Figura E.4 muestra que la potencia inicial podría variar al menos entre un 86% y un 100%, dependiendo de si el perfil horario de demanda utilizado tiene mayor variabilidad o si es más plano, en lugar del 100% fijo del periodo transitorio.

**Figura E.4:**  
**Potencia inicial en función de perfil de demanda horario para SAE de 100 MW / 5 horas de autonomía / 90% eficiencia total**



Un último aspecto relevante respecto de los SAE es que para centrales renovables con almacenamiento se debe calcular por separado la contribución de cada componente a la suficiencia del sistema, aplicando la metodología que corresponda según la tecnología (Artículo 38°). Si bien en las respuestas publicadas por el Ministerio de Energía se indicó que el reconocimiento total de estas centrales no deberá exceder la capacidad máxima efectiva que se pueda inyectar a la red (lo que inicialmente no estaba limitado), aún queda la duda de si en la componente renovable se debe incluir algún factor de descuento, de manera de no remunerar dos veces la energía que se destine a cargar el SAE.

El DS62 Modificado también incluye modificaciones o nuevos requerimientos en otros aspectos, como por ejemplo: i) verificación periódica de disponibilidad de insumos para generación en centrales termoeléctricas (Artículo 33°) y de disponibilidad efectiva de las instalaciones para todas las unidades (Artículo 53° bis); ii) el Ministerio de Energía pasa a ser el organismo competente para aprobar el paso de una unidad a Estado de Reserva Estratégica (ERE), debiendo tener en cuenta explícitamente criterios ambientales y sociales (Artículo 25° bis); y iii) la Comisión definirá fundadamente y en forma anual el periodo de control de punta para clientes finales que aplicará al año siguiente, en base a un informe de la suficiencia del sistema elaborado por el CEN (Artículos 63° bis y 63° ter). Esto último puede afectar indirectamente a los sistemas de almacenamiento, ya que como se mostró en la Figura E.4 el perfil horario de la demanda tendrá incidencia en la potencia inicial de los SAE en el periodo de régimen.

A la fecha aún está pendiente la emisión de la versión final del DS62 por parte del Ministerio de Energía, incluyendo las observaciones del proceso de consulta pública que fueron acogidas por la autoridad, para ser ingresado a la Contraloría General de la República para su toma de razón. Aún habría espacio para que el Ministerio de Energía pueda reevaluar algunos de los puntos destacados anteriormente, y que no solo facilitarían la aplicación práctica del reglamento, sino que también transparentarían el potencial nivel de pagos por potencia al que podrían acceder quienes desarrollen un SAE durante su vida útil.

En lo medular, no se entiende la insistencia de considerar un periodo transitorio en el DS62 Modificado en lugar de pasar directamente a la metodología de régimen, a la luz de las diferencias que se aprecian para SAE de características distintas no solo en su duración, sino que también en otros parámetros que definen su contribución al sistema. Dado el largo tiempo de implementación que requería el DS3 y la complejidad de cálculo que implicaba, se entendía que la autoridad buscara entregar una señal transitoriamente simplificada y de fácil interpretación a los inversionistas, pero esto dejaría de ser un punto en discordia si finalmente solo se realizan ajustes acotados al DS62. De hecho, y si bien Systep elaboró sus propias herramientas para realizar los análisis mostrados previamente, el Coordinador ya aplicó una metodología muy similar en la segunda versión del balance anual definitivo de transferencias de potencia para el año 2022, aplicada al único SAE independiente que estaba en operación comercial en dicho año, estando dicha herramienta disponible públicamente en el sitio web del CEN.

## GENERACIÓN

En el mes de septiembre, la generación total del SEN fue de 6.836 GWh/mes, con una variación de -4,0% respecto a agosto de 2023 (7.123 GWh/mes) y con una variación de 3,9% a la de septiembre de 2022 (6.581 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación solar, gas, diésel, carbón se redujo en un 6%, 35%, 80%, 11% respectivamente en relación con septiembre de 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico aumentaron en un 59%, 22% respectivamente en relación con septiembre de 2022.

Durante el mes de septiembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: Norgener-NTO2, Mejillones-CMT1, Ventanas II, Cochrane-CCH2, MEJILLONES-CMT2, GUACOLDA 2 (6, 4, 3, 2, 2, 1 días respectivamente); hidráulicas: Alfalfal, La Confluencia, La Higuera, Las Lajas, Abanico, Cipreses, Rucúe, Angostura, Pehuenche, Rapel (30, 30, 30, 30, 16, 14, 3, 2, 2, 1 días respectivamente); gas: Atacama 1, San Isidro II, Taltal 2, Nueva Renca, Nehuenco II, Tocopilla-U16 GNL (7, 4, 3, 2, 1, 1 días respectivamente); diésel: Atacama 2 (6 días); solar: CSP Cerro Dominador, Finis Terrae (30, 1 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de septiembre, la potencia máxima generada fue de 11.037 MW el día 6, y la mínima fue de 7.745 MW el día 10. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de septiembre, 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

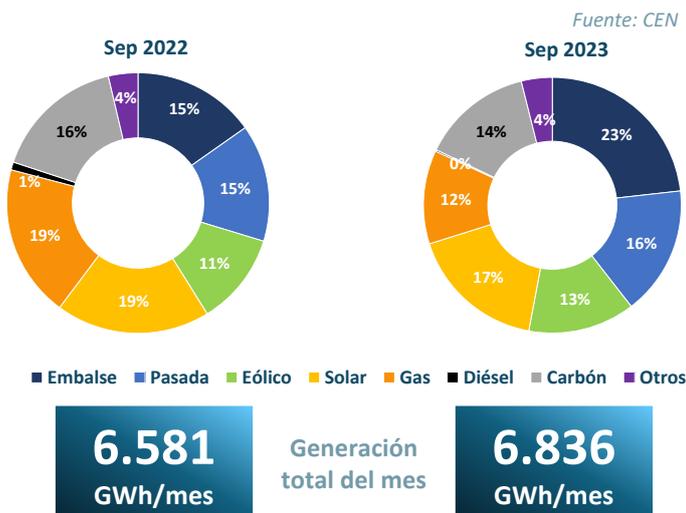
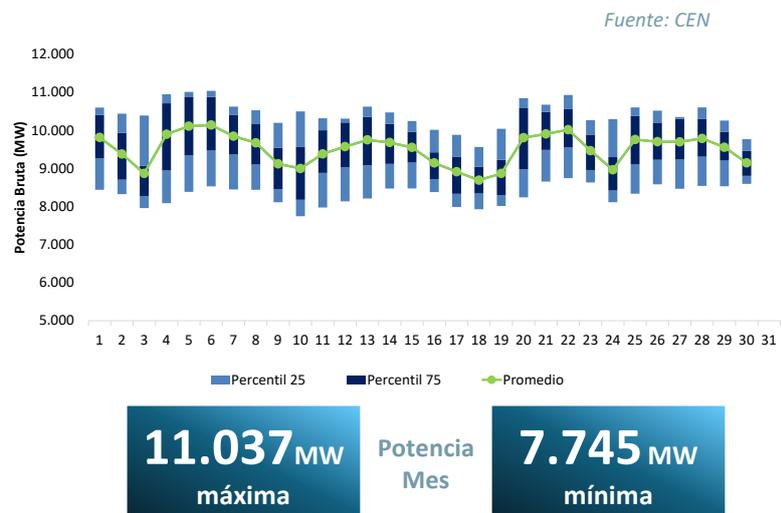


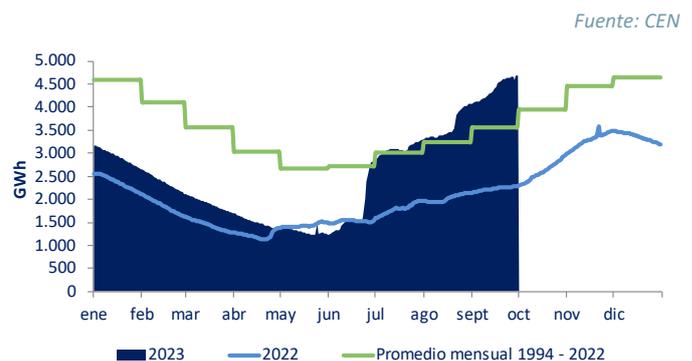
Figura 1.2:  
Generación bruta del SEN



## HIDROLOGÍA

En septiembre la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2022. Durante septiembre, el promedio de energía embalsada representó el 124% del promedio mensual histórico 1994 – 2022 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (septiembre 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 57,8%, es decir, se ubica en el 42,2% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 1.3:  
Energía almacenada en principales embalses



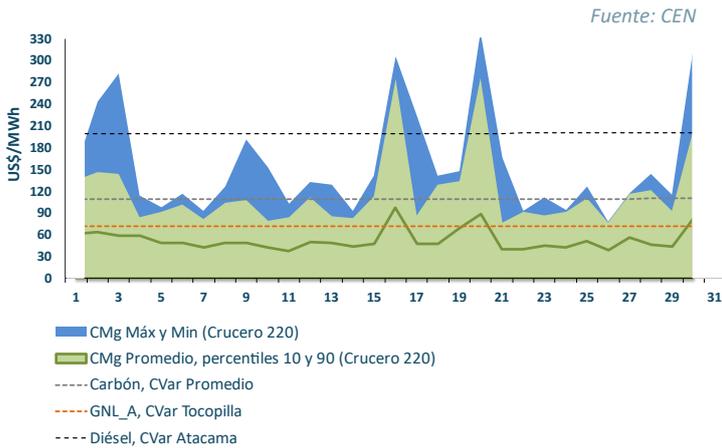
Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

# COSTOS MARGINALES

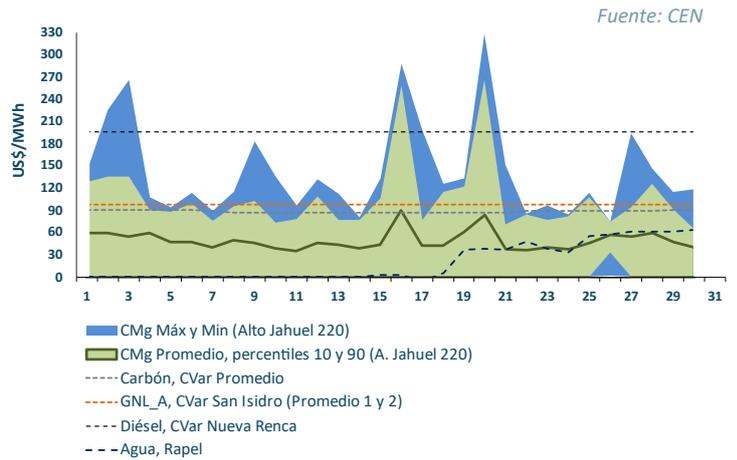
En septiembre de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 53,2 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -0,8% con respecto a agosto de 2023 (53,6 US\$/MWh), y una variación de -36,8% respecto a septiembre de 2022 (84,2 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, 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 septiembre de 2023 fue de 49,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -4,1% con respecto a agosto de 2023 (51,6 US\$/MWh), y una variación de -43,2% respecto a septiembre de 2022 (87,0 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por agua (ver Figura 1.5).

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



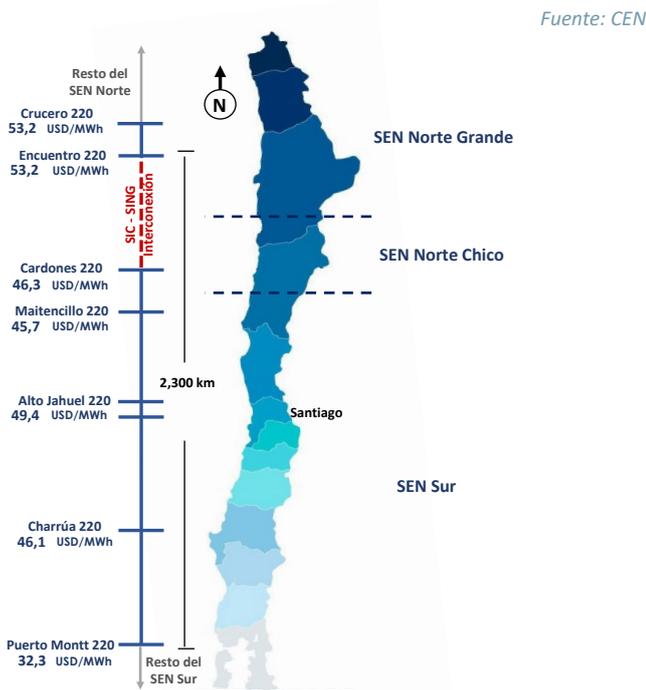
**Figura 1.5:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Alto Jahuel 220kV



Durante el mes de septiembre 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 455 horas.

Los tramos con más horas de desacople fueron: Charrúa 220 – Santa Clara 220 (131,5 horas), Cumbres 500 - L.Changos 500 (86,9 horas), Nueva Pan de Azucar 500 – Nueva Maitencillo 500 (64,3 horas) y Cardones 220 - S.Ándres 220 (29,2 horas), con un desacople promedio de: 72,31 US\$/MWh, 36,88 US\$/MWh, 45,11 US\$/MWh y 13,57 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

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
CHARRUA 220 - SANTA CLARA 220	131,5	72,3
CUMBRES 500 - L.CHANGOS 500	86,9	36,9
N.P.AZUCAR 500 - N.MAITENCILLO 500	64,3	45,1
CARDONES 220 - S.ANDRES 220	29,2	13,6
NEGRETE 066 - RENAICO 066	16,9	44,8
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	11,7	3,0
CALAMA 220 - CALAMA 110	9,5	4,6
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	7,7	41,7
C.NAVIA 220 - C.NAVIA 110	5,9	59,8
CHARRUA 154 - L.ANGELES 154	4,6	16,4

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 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 septiembre 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 1,18% 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.

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 2.743,4 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.107,9 MW son solares, 1.129,1 MW eólicos, 142 MW biomasa, 150 MW embalse y 137.5 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 9, 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

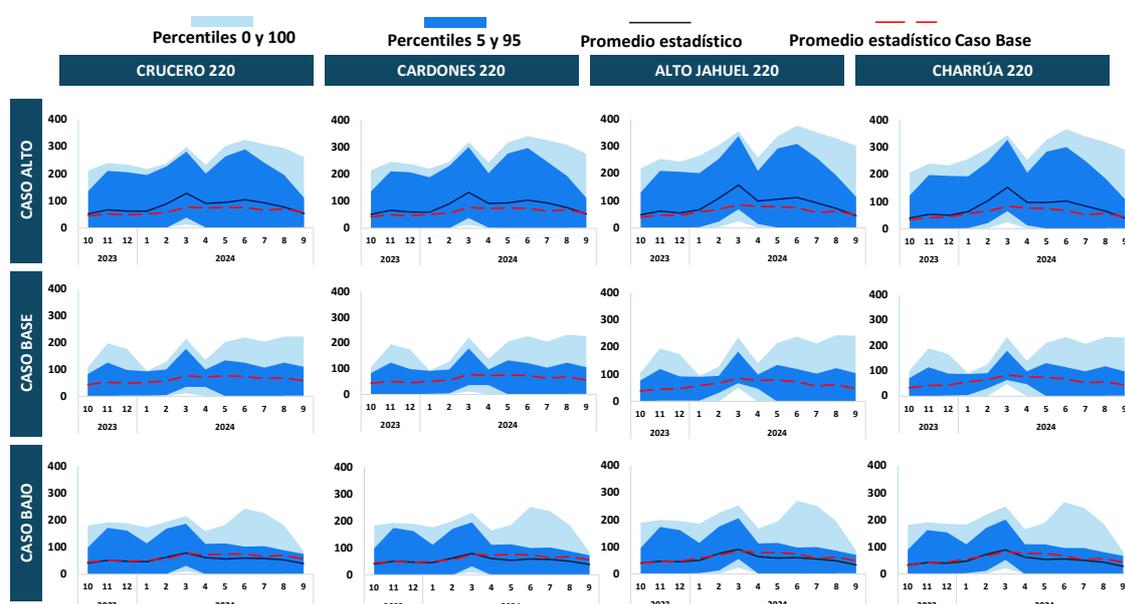
marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales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

Por último, las lluvias del sistema frontal de mediados de agosto 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 2023		1.2%	1.2%	1.2%
Crecimiento demanda 2024		3.3%	3.3%	3.3%
<b>Precios Combustibles</b>				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	147	164	180
	Guacolda (promedio)	179	199	219
	Andina	288	320	352
	Hornitos	288	320	352
	Norgener	147	163	179
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	130	144	159
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	11	13	14
	Nehuenco 1	9	11	-
	Mejillones CTM3	11	12	-
	U16	11	12	13
	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 septiembre, Enel aumentó su generación en base a diésel, carbón, gas natural, eólica y geotérmica, mientras que disminuyó su generación en base a GNL, hidro y solar. Por su parte, Colbún disminuyó su producción en base a carbón, gas natural, GNL y solar, mientras que aumentó su generación en

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

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

### Empresa: ENEL CHILE

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Sep 2022	Ago 2023	Sep 2023
Diésel	20	3	6
Carbón	147	0	10
Gas Natural	555	309	333
GNL	6	20	18
Hidro	1.045	1.493	1.466
Solar	179	262	218
Eólico	141	112	144
Geotérmica	39	33	36
<b>TOTAL</b>	<b>2.133</b>	<b>2.233</b>	<b>2.230</b>

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

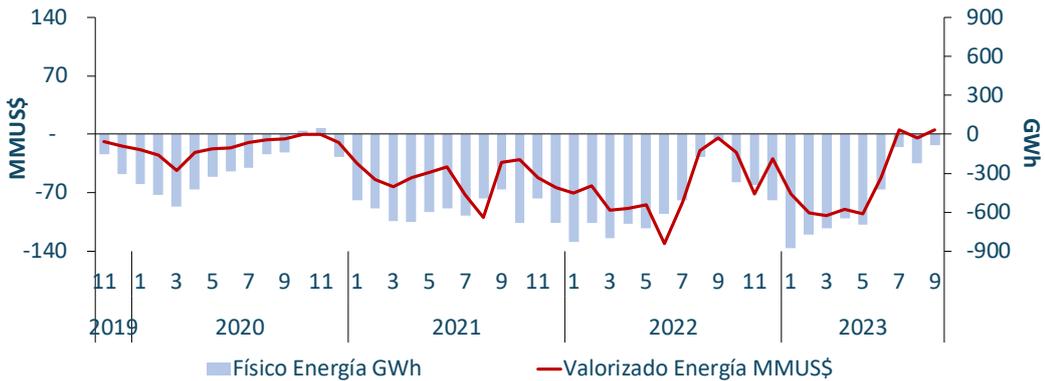
CENTRAL	Sep 2022	Sep 2023
Embalse Ralco	90	0

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

CENTRAL	Sep 2022	Sep 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)	79,4	77,5
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	242,0	200,6

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2023
Total Generación (GWh)	2.230
Total Retiros (GWh)	2.316
Transf. Físicas (GWh)	-85
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5



### Empresa: COLBÚN

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Sep 2022	Ago 2023	Sep 2023
Diésel	8	0	0
Carbón	218	121	50
Gas Natural	194	121	2
GNL	46	61	33
Hidro	485	576	639
Solar	53	34	28
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.005</b>	<b>913</b>	<b>752</b>

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

CENTRAL	Sep 2022	Sep 2023
Embalse Colbún	137	0

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

CENTRAL	Sep 2022	Sep 2023
Santa María	62,4	49,0
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101,7	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	71,6	79,6
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	210,8	181,2

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Sep 2023
Total Generación (GWh)	752
Total Retiros (GWh)	776
Transf. Físicas (GWh)	-24
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

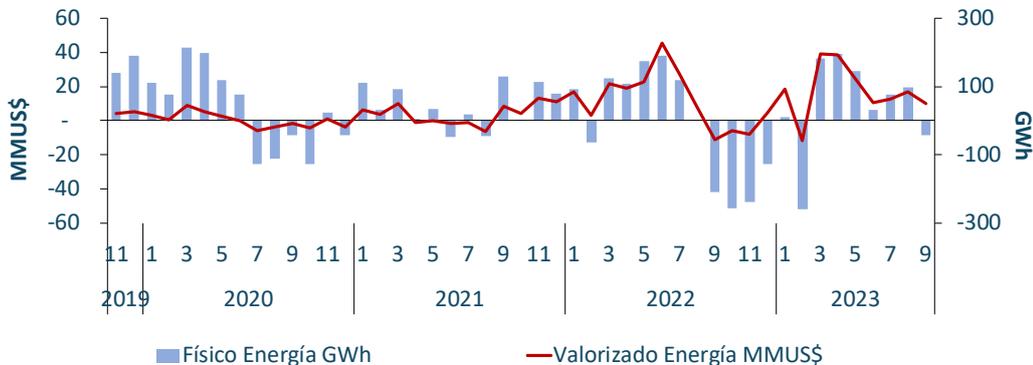
TECNOLOGÍA	Sep 2022	Ago 2023	Sep 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	438	797	660
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	87	32	26
Solar	19	12	12
Eólico	51	41	50
<b>Total</b>	<b>595</b>	<b>882</b>	<b>748</b>

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

CENTRAL	Sep 2022	Sep 2023
N. Ventanas y Campiche	140,0	84,4
Angamos (prom. 1 y 2)	92,6	62,5
Norgener (prom. 1 y 2)	128,8	78,7

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Sep 2023
Total Generación (GWh)	748
Total Retiros (GWh)	791
Transf. Físicas (GWh)	-42
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

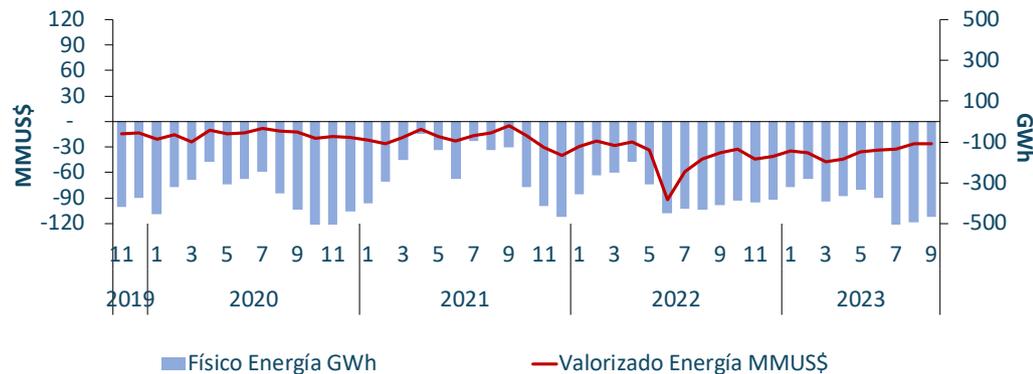
TECNOLOGÍA	Sep 2022	Ago 2023	Sep 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	147	0	63
Gas Natural	156	161	99
GNL	0	0	0
Hidro	14	23	27
Solar	60	66	70
Eólico	34	32	31
<b>Total</b>	<b>412</b>	<b>283</b>	<b>291</b>

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

CENTRAL	Sep 2022	Sep 2023
Andina Carbón	149,9	127,6
Mejillones Carbón	168,3	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	85,0	71,7

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Sep 2023
Total Generación (GWh)	291
Total Retiros (GWh)	760
Transf. Físicas (GWh)	-469
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

TECNOLOGÍA	Sep 2022	Ago 2023	Sep 2023
Diésel	7	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	106	157	155
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>113</b>	<b>157</b>	<b>155</b>

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

CENTRAL	Sep 2022	Sep 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	129,7	108,2
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	190,2	171,9

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Sep 2023
Total Generación (GWh)	155
Total Retiros (GWh)	17
Transf. Físicas (GWh)	139
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11



## 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 septiembre de 2023, es de 103 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 septiembre 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	117	11.191
E-CL	123	7.605
ENEL GENERACIÓN	65	5.937
AES GENER	110	4.029
El Campesino	111	4.028
COLBÚN	119	3.650
ACCIONA	97	1.112
Abengoa	146	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)	64	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	54	375
Pelumpén S.A.	104	341
PUELICHE SUR EÓLICA	56	287
MARIA ELENA SOLAR	37	281
SONNEDIX COX	67	265
Ibereolica Cabo Leonos I S.A.	114	196
WPD MALLECO (Malleco II)	63	192
Otros	100	1.682
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>103</b>	<b>47.948</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 9/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

**Tabla 4.2:**  
**Precio medio de licitación indexado a septiembre 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	93	17.900
CGE Distribución	118	14.446
Chilquinta	112	3.847
SAESA	101	5.083
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>105</b>	<b>41.277</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 9/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

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 agosto 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.359 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 924 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante agosto fue igual a 2.591 GWh, es decir, se superó en un 180% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 46% (1190 GWh) seguido por el aporte eólico con un 30% (777 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 17% (442 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 6% (155 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (28 GWh).

Durante septiembre de 2023 se registraron 307,8 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 37% con respecto a agosto de 2023 (224,7 GWh) y un aumento del 79% con respecto a septiembre del 2022 (172,1 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

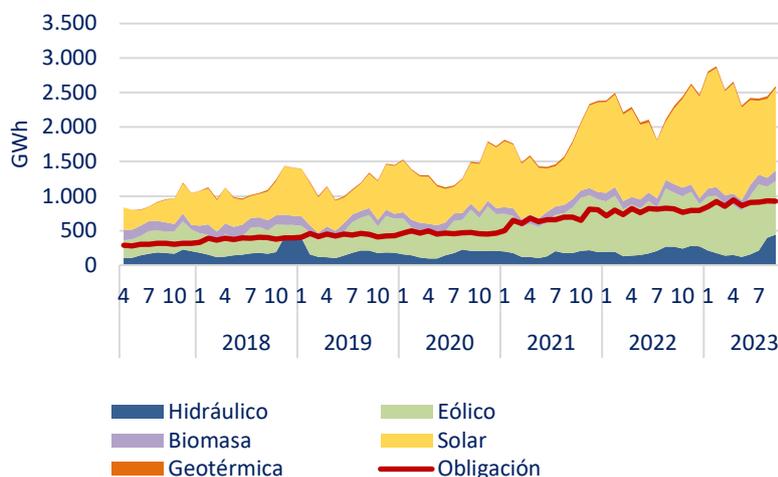
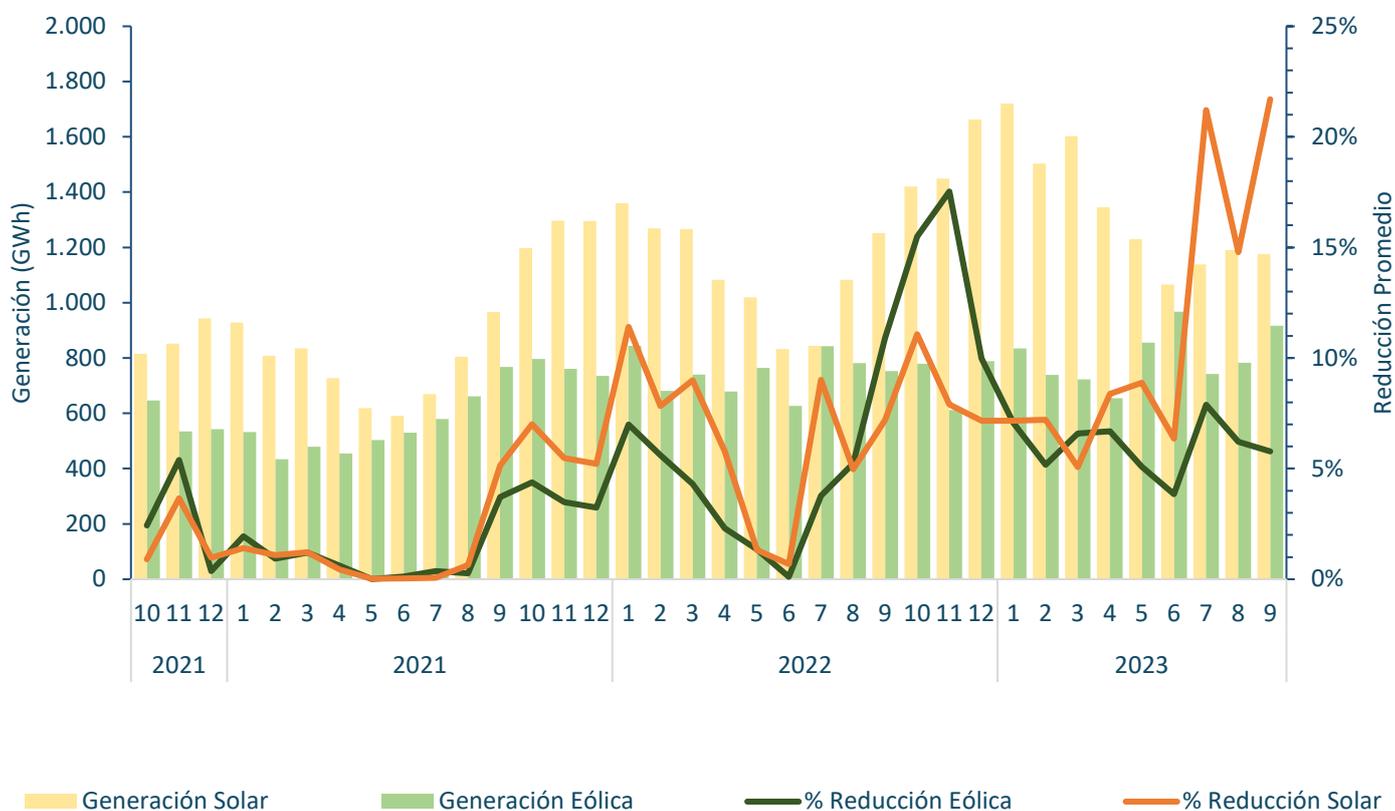


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-451 CNE (30-09-2023) Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.556 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 49% corresponde a tecnología solar (1.742 MW), un 30% a tecnología eólica (1064,3 MW), un 8% de tecnología hidráulica (286 MW), un 0,5% de tecnología solar con BESS (17 MW), un 1% de tecnología geotérmica (40 MW) y un 11% de tecnología BESS (406 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)
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	sept-23	Solar	75,0
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar	380,0
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	81,7
BESS Coya	nov-23	BESS	139,0
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
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
Doña Luzma	abr-24	Térmica	40,0
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
Libertad III	ago-24	Solar	122,0
Andes Solar IIA Baterías	sept-24	BESS	80,0
<b>Capacidad próximos 12 meses</b>			<b>3.555,7</b>

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver *Estadísticas Systep*, sección Infraestructura del SEN.

## PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a septiembre de 2023, totalizan 12.958 MW con una inversión de MMUS\$ 15.933, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 76.690 MW con una inversión de MMUS\$ 133.247 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de septiembre, 7 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1057,4 MW, de los cuales destacan el parque mixto (Solar + Eólico) Wayra de 557 MW ubicado en Taltal, el parque híbrido (Solar + BESS) Ceibo de 250 MW ubicado en Vallenar y parque híbrido (Eólico + BESS) Carica de 92,4 MW ubicado en Ovalle. En este mes se aprobaron 3 proyectos solares y 1 mixto. 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	3.307	4.305	14.866	25.616
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.477	5.781	37.316	62.427
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 + Eólico)	783	824	2.322	2.064
Híbrido (Solar + BESS)	1.440	2.557	13	45
Híbrido (Eólico + BESS)	849	1.500	95	156
Almacenamiento	0	0	50	160
<b>Total</b>	<b>12.958</b>	<b>15.933</b>	<b>76.690</b>	<b>133.247</b>

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

**MINISTERIO DE ENERGÍA**

- Ministerio de Energía y Comisión de Minería y Energía del Senado firman acuerdo para estabilizar tarifas de electricidad ([ver más](#)).
- Publica consolidado de respuestas a observaciones presentadas al borrador que modifica el reglamento de transferencias de potencia DS62 ([ver más](#))

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

- CNE llama a las asociaciones de consumidores a participar en audiencia sobre mecanismo de revisión de precios de contratos ([ver más](#))
- Se publica resolución exenta CNE N°465 de 2023 que aprueba Informe Técnico Definitivo del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020–noviembre 2024 ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta CNE N°478 de 2023 que aprueba Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2022 y rectifica lo que indica ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta CNE N°482 de 2023 que Autoriza solicitud de exención de plazo de AES Andes S.A. asociada al retiro, desconexión y cese de operaciones de la central Ventanas 2, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta CNE N°483 de 2023 que aprueba respuestas a observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta CNE N°485 de 2023 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 resolución exenta CNE N°490 de 2023 que modifica Resolución Exenta N°284 de 2023, que aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministro 2023/01 ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta CNE N°514 de 2023 que aprueba Informe Técnico Preliminar de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024-2027 ([ver más](#)).

**COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL**

- Inicia proceso para presentar proyectos y propuestas de soluciones de Servicio Complementarios ([ver más](#))
- Publica versión preliminar del Procedimiento Interno: Criterios para la aplicación del proceso de interconexión de proyectos para observaciones ([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

