



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 16 | Nº9 | SEPTIEMBRE 2023

VALGESTA.com

contacto@valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
of. 402, Las Condes
(+56 2) 2224 9704



Los Desafíos Regulatorios que se Visualizan para los Pequeños Medios de Generación: PMG y PMGD

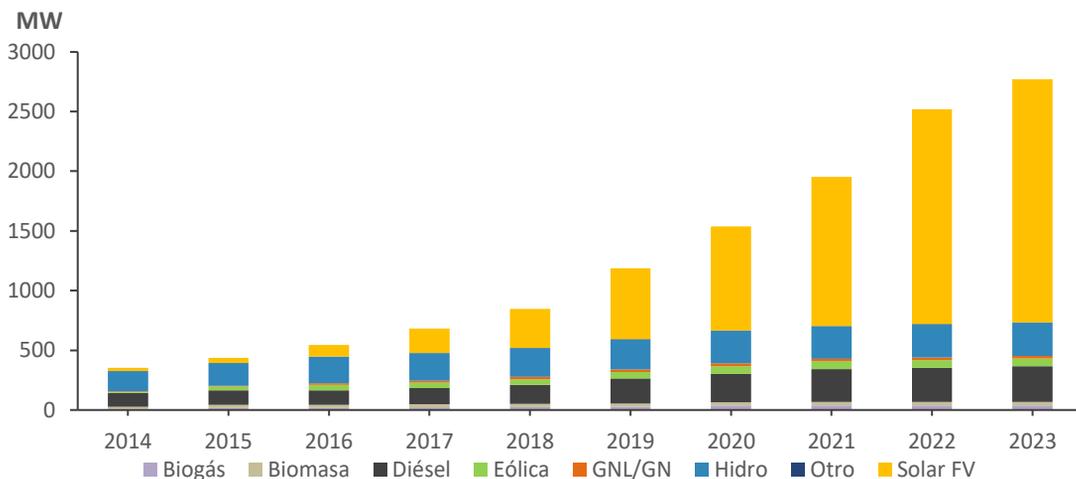
Por: Cristian Salgado, Subgerente de estudios
Álvaro Fernández, Ingeniero de estudios

El Decreto Supremo N°244 introdujo las definiciones de PMG y PMGD como parte de la Ley Corta I (Ley 19.940), con el propósito de fortalecer la seguridad del sistema eléctrico al promover la generación distribuida, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y fomentar la generación de energía renovable no convencional (ERNC). Este decreto estableció la regulación inicial para la operación de estos medios de generación y presentó el mecanismo de precio estabilizado mediante el Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) para atraer inversiones y mitigar los riesgos del mercado spot en este tipo de medios de generación. Sin embargo, en el año 2020, el Decreto Supremo N°88 derogó el DS N°244 con el objetivo de mejorar la regulación aplicable a los PMG y PMGD, incluyendo cambios en el mecanismo de precios estabilizados, al introducir bloques horarios para una representación más precisa de la operación diaria del sistema eléctrico.

En los últimos años los PMGD, han logrado consolidarse y su capacidad instalada se ha multiplicado varias veces respecto de lo que existía hace diez años. Actualmente, la capacidad instalada de PMG y PMGD es aproximadamente de 2.769 MW (299 MW de PMG y 2.470 MW de PMGD), lo que representa aproximadamente un 8,4% de la capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional, esto a septiembre de 2023.

La siguiente figura presenta la capacidad instalada por tecnología de PMG y PMGD en el SEN, desde el año 2014 hasta septiembre de 2023.

Figura 1. Capacidad Instalada de PMG y PMGD por tecnología



Fuente: Valgesta Nueva Energía en base al CEN

¹ Estos datos no consideran los proyectos que actualmente están en pruebas

Los Desafíos Regulatorios que se Visualizan para los Pequeños Medios de Generación: PMG y PMGD

Como se observa en la figura anterior, los PMGD/PMG han tenido un crecimiento acelerado en los últimos años, en donde se aprecia que la tecnología preferida por los desarrolladores corresponde a Solar FV, la cual representa un 73,5% de la capacidad instalada de este tipo de medios de generación.

Lo anterior genera diversos desafíos tanto regulatorios como operacionales para el futuro desarrollo de estos medios de generación, especialmente por su condición de autodespachados, y en consecuencia, de la capacidad del Coordinador en cuanto a la monitorización de la operación de los PMGD/PMG y la limitación de sus inyecciones, dadas las condiciones de vertimiento observadas a nivel de generación centralizada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) producto de las congestiones en el sistema de transmisión.

Es importante indicar que el objetivo inicial de la regulación fue promover el desarrollo de los PMGD para fortalecer el sistema eléctrico de distribución mejorando sus niveles de seguridad y calidad del sistema, al ser estos capaces de abastecer la demanda local del sistema de distribución. Sin embargo, la alta penetración de PMGD también ha afectado al SEN aguas arriba de los sistemas de distribución, tal como se evidencia en el Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico de 2022, desarrollado por el CEN, en donde se establece que “Debido al gran crecimiento de los PMGD en algunas zonas o alimentadores de las redes de distribución, se producen excedentes de generación que se inyectan hacia las redes de transmisión zonal provocando, en algunos escenarios, congestión en las redes zonales que ven superada su capacidad de diseño”.

En definitiva, el acelerado desarrollo de PMGD/PMG trajo consigo un desarrollo importante y positivo para la incorporación de energías renovables a la matriz energética nacional, junto con aumentar los niveles de seguridad y calidad en el sistema de distribución. Sin embargo, también ha traído consigo desafíos cada vez más diversos y de compleja resolución que permitan al Coordinador poder realizar una operación según los principios de la Coordinación de la Operación que la Ley le impone.

Tal es el caso de las discrepancias presentadas por Hidroeléctrica Río Lircay y Acciona ante el H. Panel de Expertos en agosto de 2023, respecto con el procedimiento de asignación de las prorratas de las limitaciones de generación determinadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, alegando que este último habría excluido arbitrariamente a los PMGD y PMG que operan en condición de autodespacho.

Desde un punto de vista operacional, los excedentes de inyecciones de PMGD autodespachados que invierten flujo hacia los sistemas de transmisión, se convierten en “un usuario más” de dichos sistemas y, por tanto,

² Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico de 2022, Coordinador Eléctrico Nacional, Capítulo VI.3, Efecto de PMGD en redes de transmisión y distribución.

Los Desafíos Regulatorios que se Visualizan para los Pequeños Medios de Generación: PMG y PMGD

generan una afectación sobre los mismos y es necesario establecer qué hacer en dichos casos o, más aún, qué hacer con las inyecciones de PMGD en general, más allá de si se producen excedentes sobre el sistema de distribución.

El reglamento actual de los medios de generación de pequeña escala (DS N°88) establece que la operación de los PMGD/PMG con autodespacho se limite en, al menos, los siguientes casos:

1. En caso de que al invertir flujo congestionen elementos aguas arriba de la subestación primaria, es decir de transmisión zonal, lo cual queda consignado en los Informe de Criterios de Conexión (ICC), para el caso de los PMGD (artículo 88° del DS N°88).
2. En caso de contingencias que perturbe la seguridad (artículos 102° y 120° del DS N°88).

Cabe destacar que una contingencia se encuentra definida como una falla o desconexión intempestiva de un elemento del Sistema, mientras que una congestión es producto de una limitación técnica o de capacidad producto de la operación programada o real. Por otra parte, el DS N°125 establece que aquellas centrales que operan con autodespacho **no se encuentran sujetas al resultado de la operación realizada por el Coordinador.**

En consecuencia, el Coordinador no podría restringir las inyecciones de los medios de generación autodespachados por congestiones producidas por la operación del resto de las centrales, sino todo lo contrario, son los medios autodespachados que están impactando en limitaciones para el resto de las centrales, aun si éstos son de igual tecnología y/o costo variable.

Respecto con la programación de la operación, el artículo 45° del DS N°125 establece las condiciones para la lista de colocación. En dicho artículo se establece que, en caso de que exista más de una central con igual costo considerado en el listado de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, **la generación dichas centrales deberá ser ajustada** por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, considerando las características técnicas y sus limitaciones o restricciones operativas. **Este ajuste también deberá considerar la generación de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores.**

En otras palabras y haciendo una interpretación de la normativa, es posible indicar que, en el caso de no existir la capacidad de colocación suficiente, se debería tomar en cuenta la generación de los PMGD/PMG autodespachados, para luego limitar las inyecciones del resto de las centrales operativas pertenecientes al listado de colocación. Si bien esta interpretación puede ser correcta, es necesario plantearse la pregunta de si la normativa tal cual está hoy es adecuada.

³ Informe emitido por la Empresa Distribuidora para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes y permitir la conexión y operación de un PMGD.

Los Desafíos Regulatorios que se Visualizan para los Pequeños Medios de Generación: PMG y PMGD

Ante todo lo anterior, considerando que el tema resulta altamente complejo y en función de lo que pudiera dictaminar el H. Panel cabe preguntarse ¿qué cambios regulatorios deberían realizarse ante la mayor incorporación de PMGD? ¿es razonable limitar a los PMGD/PMG ante las congestiones en transmisión zonal y nacional? De ser así, ¿se deben limitar sólo los excedentes que se invierten hacia los Sistemas de Transmisión o a las inyecciones de PMGD en general?. Si este fuera el caso, ¿cómo se logra la consistencia regulatoria considerando que nuestra regulación diferencia el tratamiento normativo para la generación centralizada versus la generación distribuida?. Más aún, ¿cómo se concilian los objetivos de calidad y seguridad a nivel de distribución versus dichos objetivos a nivel de transmisión y generación? Un solo ejemplo: Cuando un PMGD conectado en una zona aislada del sistema de distribución o, más específicamente, en una “cola de red” que está aportando seguridad y mejorando calidad localmente ¿debe ser limitado de la misma manera o bajo los mismos principios que una planta de generación centralizada?

NOTICIAS

Lluvias siguen recargando embalses y nivel de la energía total acumulada es 95% mayor que hace un año

El impacto para el sistema eléctrico es a todas luces positivo. Así lo reflejan los datos que publica el Coordinador Eléctrico Nacional, y que entregan un resumen diario de la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Las cifras reflejan que el total de energía embalsada hasta el domingo 10 del presente mes llegaba a **4.300 GWh**, un salto del **95%** frente a los cerca de **2.200 GWh** registrados a igual fecha del año pasado.

Desde el organismo técnico encargado, detallan que la energía gestionable en los embalses de generación es equivalente a cerca de **1.630 GWh**, lo que supone cerca de **350 GWh adicionales** a lo que había el año pasado, y más de **1.100 GWh** respecto de la misma fecha de 2021.

En cuanto al panorama para los meses de verano, donde los deshielos son la única manera en que los embalses pueden mantener niveles óptimos para la operación, destacan que los resultados de la última campaña para medir la nieve acumulada en las cuencas hidrográficas, realizados a fines de agosto pasado, arrojaron resultados que **permitirán una menor participación de las unidades térmicas de generación eléctrica, tanto a carbón como diésel y gas natural.**

“Los niveles de deshielo proyectados -previo al último evento meteorológico- muestran un nivel de **probabilidad de excedencia aproximado entre el 70% y 80%** para el **período octubre-marzo**”, dijeron desde el Coordinador.

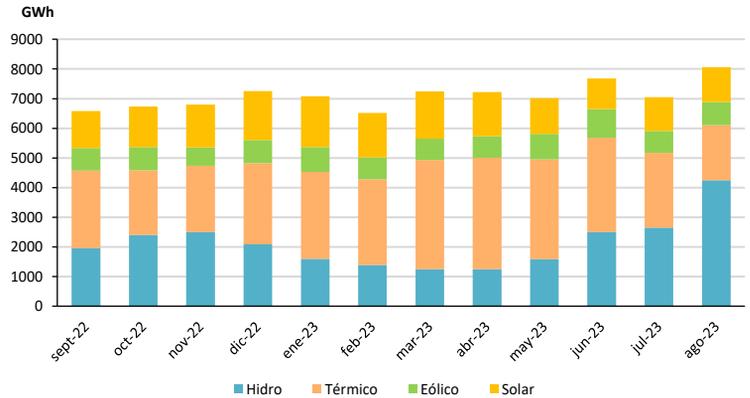
Así, una probabilidad de excedencia de 70% significa que, del total de años que componen la muestra estadística utilizada para representar la incertidumbre hidrológica del sistema, el 70% de la muestra tiene un volumen acumulado para ese período superior a lo que se espera de esta temporada.

“De mantenerse la situación proyectada, favorecerá la generación hidráulica que, junto con la generación fotovoltaica y eólica, permitirían una disminución en general de la generación termoeléctrica. Para esto, será importante la información que muestre la próxima ruta de nieve, que está programada para finales de septiembre, dependiendo de las condiciones meteorológicas”, remarcaron desde el organismo técnico autónomo.

Fuente: La Tercera (11/09/2023)

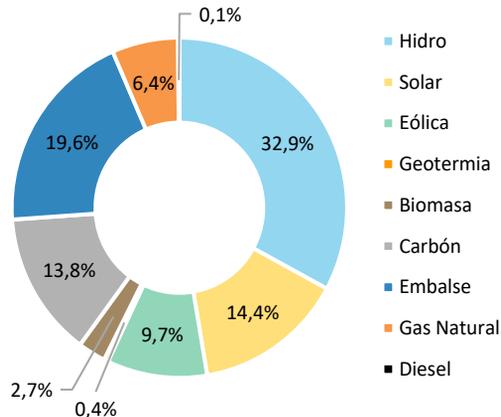
ESTADÍSTICAS AGOSTO 2023

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN AGOSTO 2023

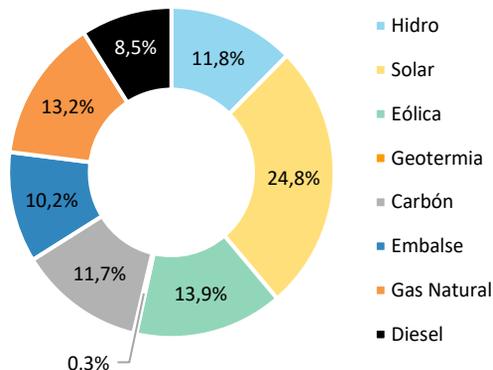


Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	4.249
Térmica	1.643
Eólica	782
Solar	1.169
Geotermia	33
Total	7.876

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN AGOSTO 2023

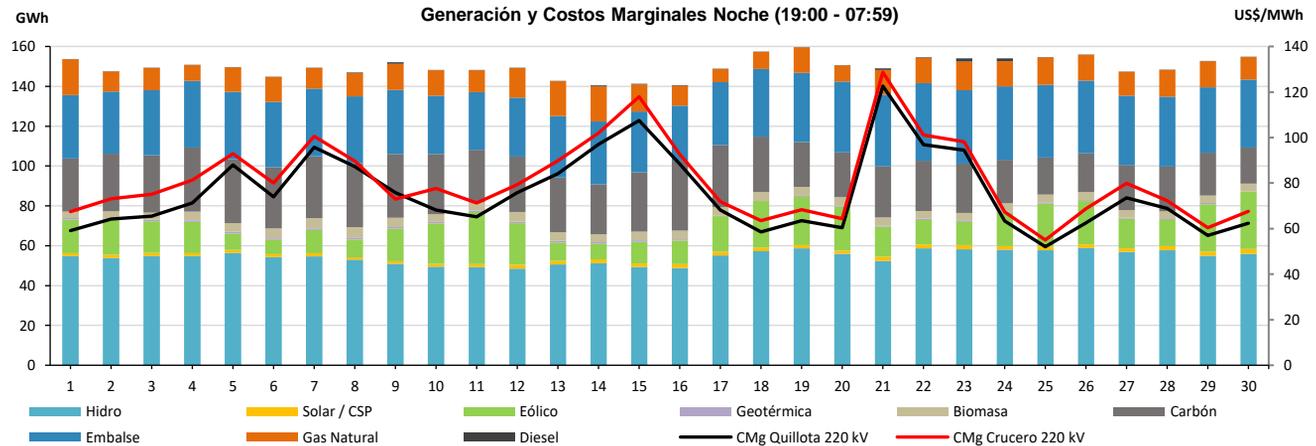
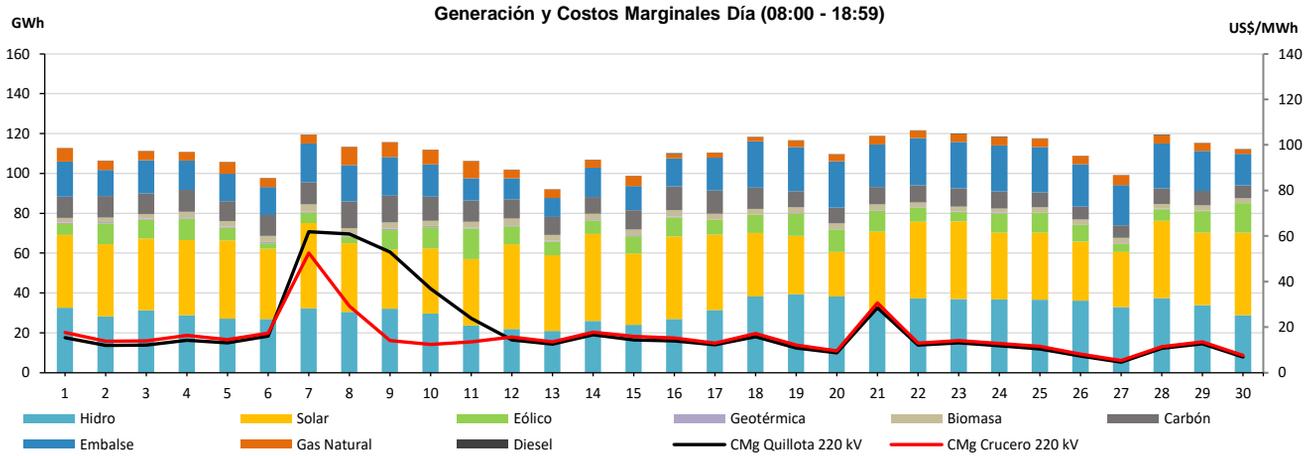


Capacidad instalada SEN (MW)

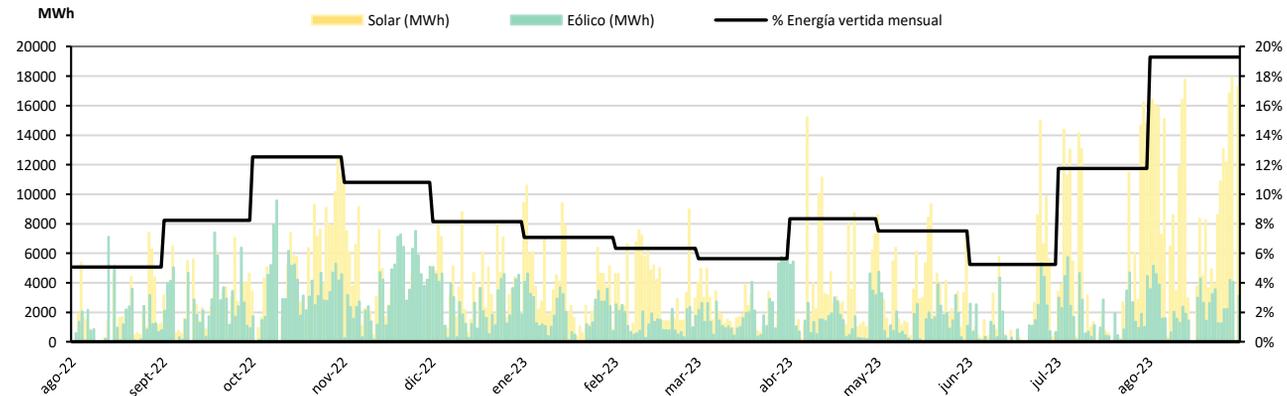
Hidráulica	7.518
Térmica	13.318
Eólica	4.727
Solar	8.456
Geotérmica	95
Total	34.114

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, agosto 2023



Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, agosto 2022 – agosto 2023

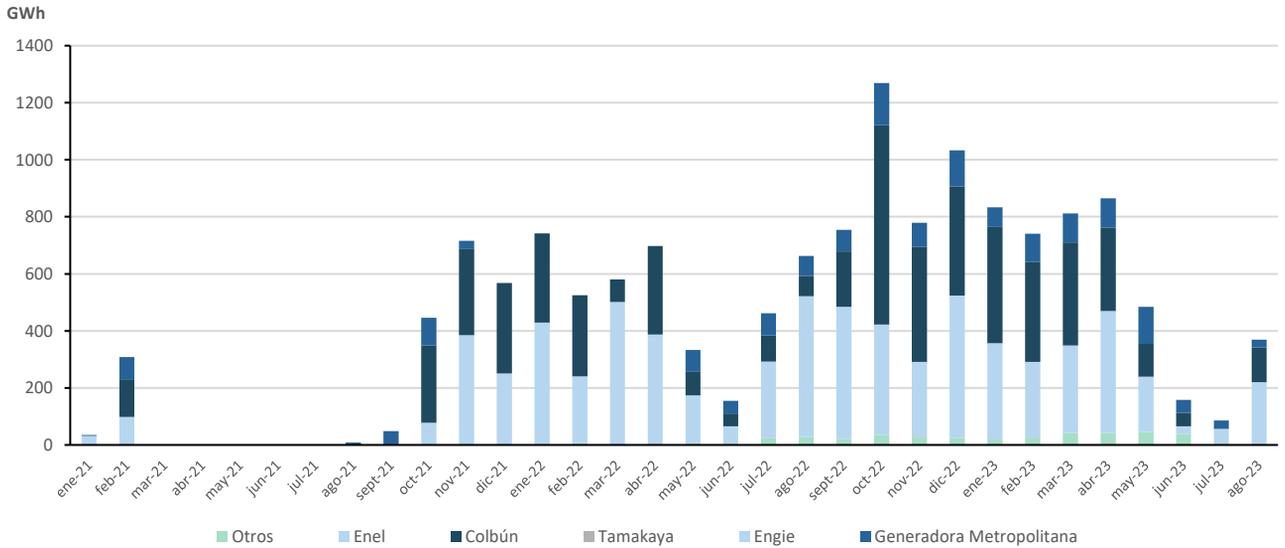


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde agosto del año 2022 hasta agosto* del año 2023, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

*La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de agosto 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

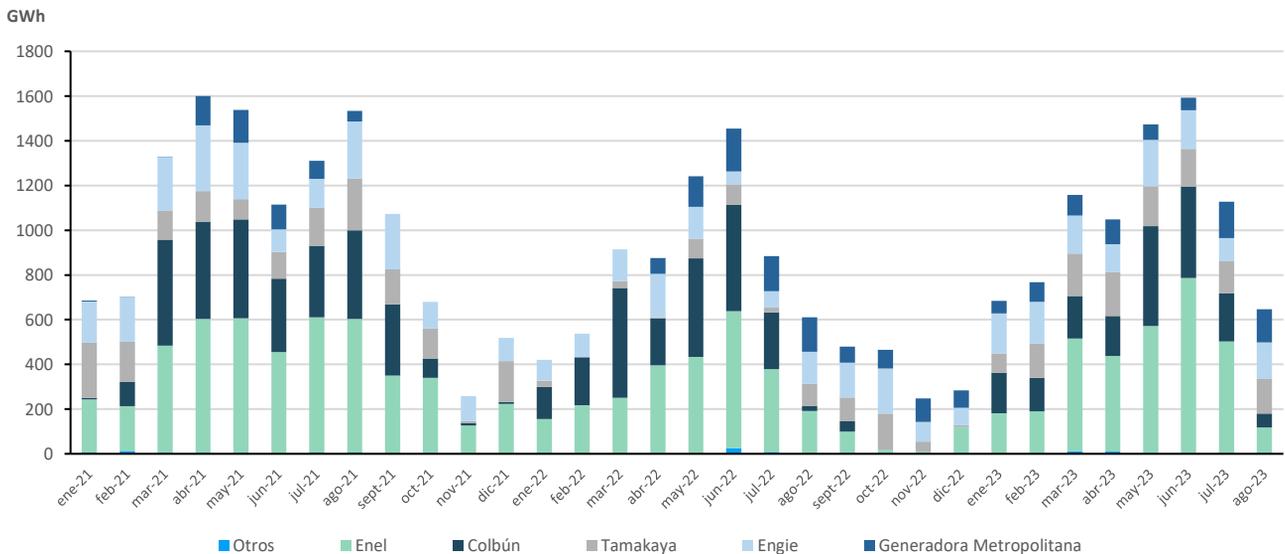
Generación histórica Gas Natural Argentino



En agosto de 2023 se generaron **369,9 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un 58,2% es atribuible a la empresa Enel, 7,6% a Generadora Metropolitana, 32,7% a Colbún y un 1,5% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En agosto de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **646,8 GWh**, lo que representó el 13,3% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 18,1% se atribuye a Enel, un 24,2% a Tamakaya, un 9,5% a Colbún, un 25,0% a Engie, un 22,9% a Generadora Metropolitana y el 0,3% restante a otras empresas.

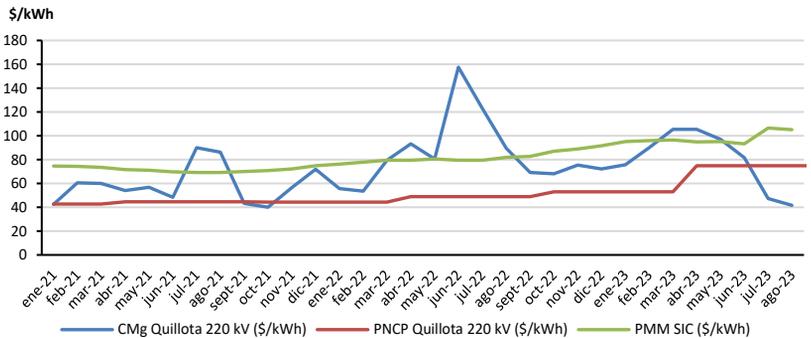
Fuente: Coordinador Eléctrico

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM agosto 2023 (\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV	81,5
Precio Nudo Crucero 220 kV	91,4
PMM SEN	105,1

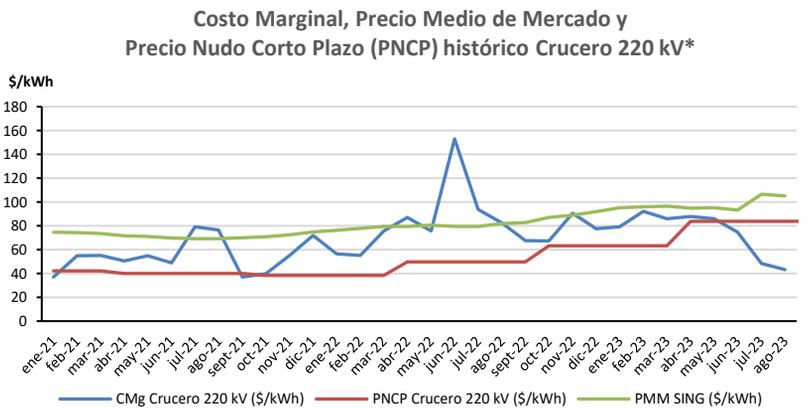
Fuente: CNE



Costos marginales promedio agosto 2023 (\$/kWh)

Crucero 220 kV	53,9
Cardones 220 kV	52,6
Pan de Azúcar 220 kV	52,1
Quillota 220 kV	51,9
Charrúa 220 kV	48,6
Puerto Montt 220 kV	36,7

Fuente: Coordinador Eléctrico



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

NOTICIAS

Central Renca pide su retiro definitivo y CNE solicita informe de seguridad al Coordinador por eventual salida en noviembre

Un nuevo intento de Generadora Metropolitana para **el retiro final, desconexión y cese de operaciones** de la Unidad 1 y Unidad 2 de la Central Termoeléctrica Renca del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), tras haber sido rechazado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). El jueves 7 del presente mes la firma solicitó a dicho organismo confirmar la salida cuya ejecución se contempla para el próximo 10 de noviembre.

Según detalló la empresa en una carta dirigida a la CNE, la primera comunicación que envió solicitando el retiro y desconexión de la Central Renca se realizó el 10 de noviembre de 2021, por lo cual, dice, "**el plazo de 24 meses de aviso previo** se cumple el día 10 de noviembre de 2023". "Hacemos presente que el cómputo de dicho plazo fue confirmado por **Resolución Exenta CNE N°40** de fecha 26 de enero de 2023", se añade.

El 10 de noviembre de 2021 la empresa solicitó por primera vez el retiro anticipado y la desconexión de las unidades 1 y 2 de la Central Renca, cuya operación -sostiene la firma- es en base a diésel para contribuir a los planes de descarbonización de la matriz energética. Sin embargo, el retiro anticipado no fue aceptado por la CNE antes del plazo de 24 meses. El Coordinador Eléctrico concluyó que la salida de la Central podría afectar la seguridad de abastecimiento del sistema, por lo que su salida no se concretaría antes de agosto de 2022.

Fue así que el 16 de agosto la empresa volvió a la carga, reiterando la solicitud de exención de plazo para el retiro, pero esta fue nuevamente rechazada por la CNE. Según relata la firma a este medio al ser consultada, la "entidad indicó que el retiro y cese de las operaciones de la central deben cumplir los plazos indicados en la normativa vigente. Es decir, no podría ser desconectada antes de los dos años de aviso previo".

Por su parte, la CNE reconoció que a partir del 10 de noviembre Generadora Metropolitana está autorizada para el retiro de las unidades 1 y 2 de la Central Renca.

Fuente: Diario Financiero (12/09/2023)

Balance ERNC Julio 2023

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.422
Obligación ERNC (GWh)	929
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	14,5%
Inyección ERNC (GWh)	2.406
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	37,5%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Colbún desarrollará proyecto de hidrógeno verde para la Central Nehuenco

Sigue la apuesta de las empresas en torno al denominado “combustible del futuro”. Una de ellas es Colbún que, a las iniciativas ya impulsadas, suma un nuevo paso. La eléctrica de la familia Matte desarrollará un proyecto de hidrógeno verde para la Central Termoeléctrica Nehuenco, ubicada en la Región de Valparaíso, cuya capacidad instalada es de **887 MW**. El complejo tiene tres unidades de generación, cuyo combustible principal es el gas natural.

Actualmente, la compañía compra hidrógeno gris para el proceso de refrigeración de sus unidades II y III de Nehuenco. Sin embargo, el proyecto -que involucra una **inversión en torno a US\$ 1 millón**- habilitará un electrolizador propio y una pequeña planta solar, permitiéndoles generar su propio hidrógeno verde en Nehuenco.

El sistema considera **100 kW** de potencia instalada, en una planta que se emplazará al lado de las instalaciones de la central. En términos de consumo de agua, demandará sólo unos 30 litros diarios. En esa línea, se contempla la capacitación de trabajadores de Colbún para que puedan operar el sistema.

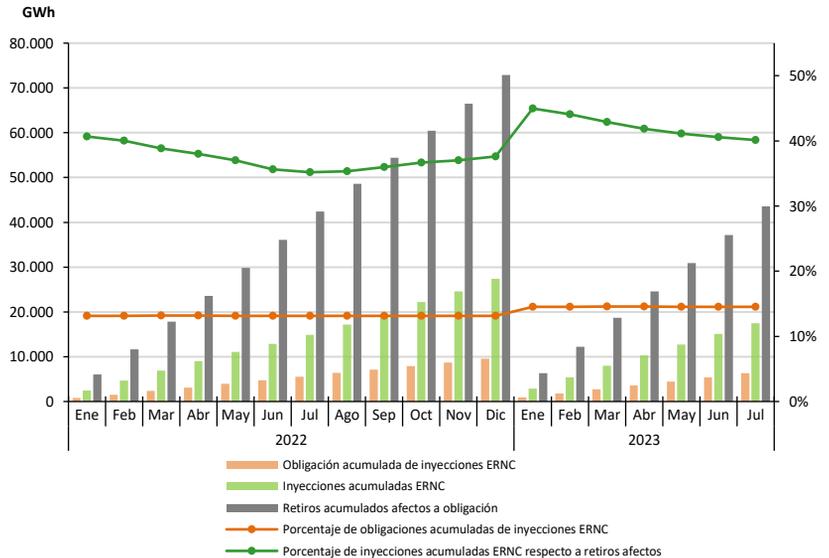
En cuanto a los plazos involucrados, el proyecto comenzará a **construirse a inicios de 2024**, y se estima que la producción comience hacia fines de ese mismo año.

Fuente: Diario Financiero (20/09/2023)

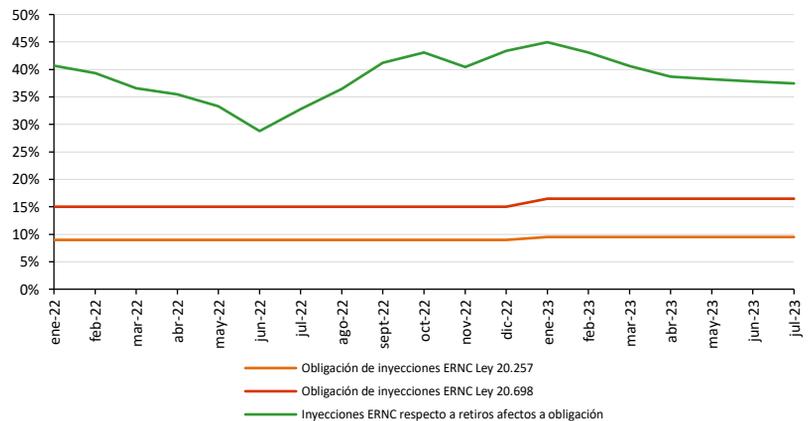
Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2023 la obligación es de un 9,5%, y un 16,5% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.

BALANCE ERNC JULIO 2023

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta julio 2023



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

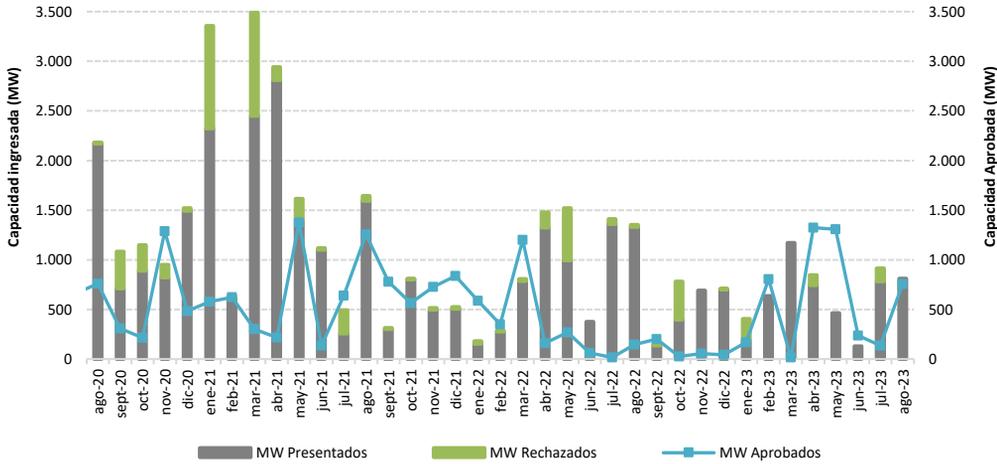
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) desde enero hasta julio 2023, corresponden a **43.595 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC desde enero hasta julio 2023 correspondió a **6.333 GWh**, lo que corresponde a un **14,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC desde enero hasta julio 2023, fueron de **17.484 GWh**, lo que corresponde a un **37,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.



Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta agosto 2023



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en agosto de 2023 ingresaron un total de **1.565 MW** de potencia. Se registraron **755 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos aprobados en el SEIA en agosto 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Santa Graciela Solar	Doña Graciela Solar SPA	80	Solar	20-10-2022
Proyecto ERNC Antofagasta	IBEREOLICA ERNC ANTOFAGASTA SPA	675	Solar + eólico	27-01-2021

Principales proyectos en calificación en el SEIA en agosto 2023

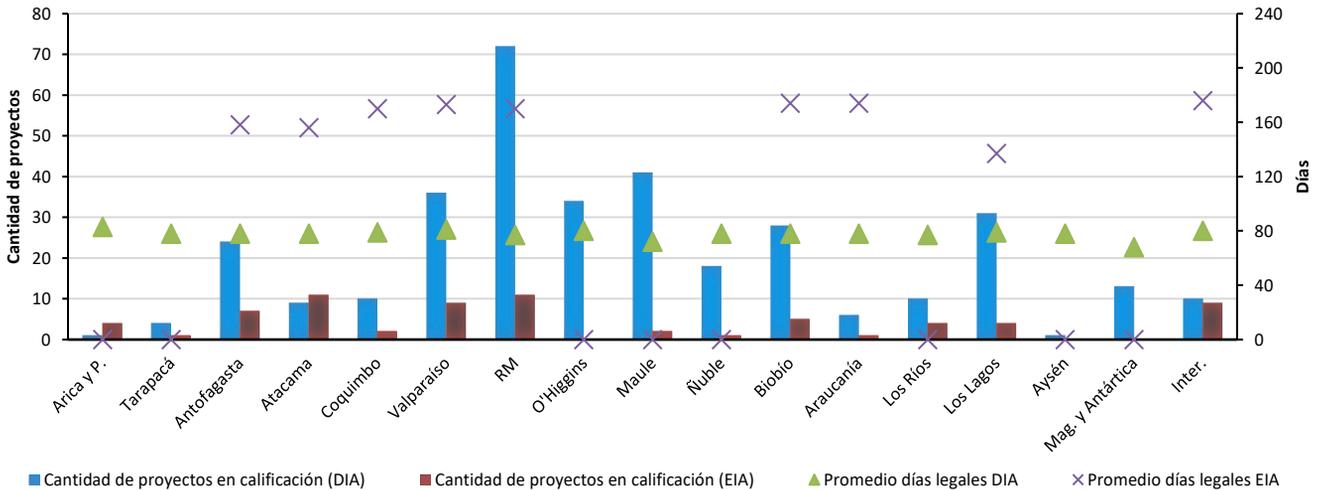
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Lonculhue	Parque Eólico Lonculhue SpA...	317	Eólico	24-08-2023
PARQUE FOTOVOLTAICO LOS TAMBORES	ENERGIA RENOVABLE RUBI SPA	9	Solar + BESS	24-08-2023
Parque Fotovoltaico Planchón	GR Rapanui SpA	75	Solar + BESS	24-08-2023
Parque Fotovoltaico Arnaud Solar	CVE Proyecto Treinta y Ocho SpA	9	Solar	23-08-2023
Parque Fotovoltaico Cabildo Solar	LUZ DE SOL 5 SPA	50	Solar	23-08-2023
Parque FV Portezuelo	Portezuelo SpA	121	Solar	23-08-2023
Parque Eólico Loma Verde	Engie Energía Chile S.A.	136	Eólico	21-08-2023
Parque Fotovoltaico Andino Los Maitenes	Andino Los Maitenes SPA	84	Solar	21-08-2023
Parque Fotovoltaico Polpaico Solar	ESMERALDA SOLAR SPA	9	Solar	18-08-2023

Fuente: SEIA (e-SEIA)



Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero 2022 hasta agosto de 2023.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

SEA da luz verde a megaproyecto híbrido de 1.200 MW en la región de Antofagasta

El **Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)** aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto ERNC Antofagasta, perteneciente al Grupo Iberéolica Renovables, que se emplazará en la comuna de Taltal, región de Antofagasta.

La iniciativa consiste en la construcción y operación de un parque eólico de **528 MW** de potencia instalada y una planta fotovoltaica, con seguimiento a un eje, de **675 MW**, por lo que la capacidad instalada total será de **1.203 MW**. Esta energía será evacuada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de una línea de transmisión de alta tensión (LTE) de 7,72 km de longitud.

El proyecto representa una **inversión de US\$ 874 millones** y se espera que los trabajos de **construcción se inicien durante este mes de septiembre**, estimándose además la creación de hasta 550 puestos laborales durante su levantamiento.

Fases de construcción

La materialización del proyecto se desarrollará en dos fases constructivas. En el caso del componente eólico, la primera etapa considera la instalación de 22 aerogeneradores de 6,6 MW de potencia cada uno, resultando una capacidad de **145,2 MW**, mientras que la segunda contará con 58 aerogeneradores de 6,6 MW de potencia cada uno, otorgando un total de **382,8 MW**.

Respecto de la construcción del parque solar, la fase 1 estará constituida por 1.135.872 módulos fotovoltaicos de potencia nominal de 540 Watts cada uno, con una potencia instalada de 613,37 MW, para producir **540 MW** de potencia nominal. En tanto, la fase 2 la compondrán 283.968 módulos fotovoltaicos de 540 Watts de potencia nominal cada uno, representando una potencia instalada de 153,34 MW, para producir **135 MW** de potencia nominal.

Adicionalmente, el proyecto contempla la implementación de una subestación eléctrica que estará conformada por el edificio eléctrico y de control y, asimismo, por el parque de intemperie. La línea de transmisión será de circuito simple, con una longitud de 7,72 kilómetros y 25 torres.

En cuanto a la vida útil del proyecto, esta se estima en 29 años y su fase de cierre se iniciará en 2052, cuando se procederá al retiro de área de faenas.

Fuente: Revista de Electricidad (10/09/23)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2023

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2033 de **18.193 MW**. Esta proyección incluye centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada de **766 MW** para el año 2033.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de **84 MW** entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y posterior a ese año no se considera ninguna más.

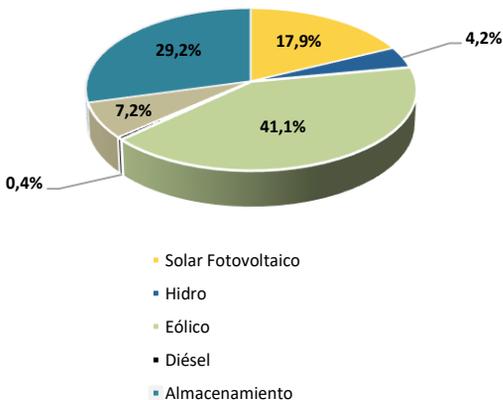
Para el año 2023, se estiman **3.251 MW** de capacidad adicional en instalaciones solares y **1.303 MW** de solar + almacenamiento.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de **7.474 MW** al año 2033.

Finalmente, se estiman **5.314 MW** de capacidad de almacenamiento.

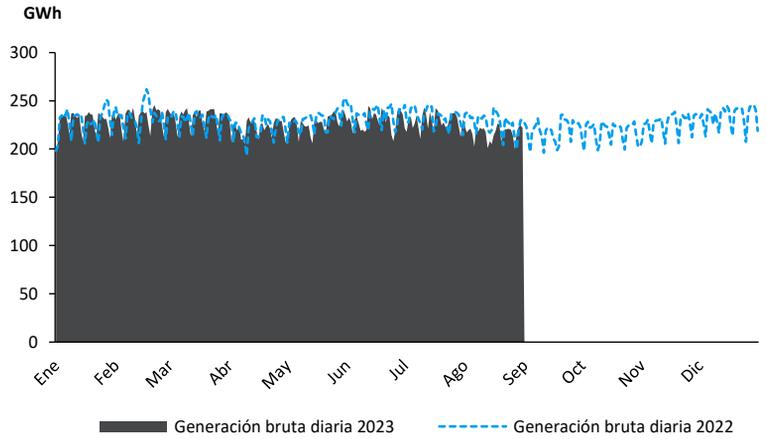
Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2033



Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2022 hasta agosto 2023



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

Año	MWh
2018	10.776
2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	11.556

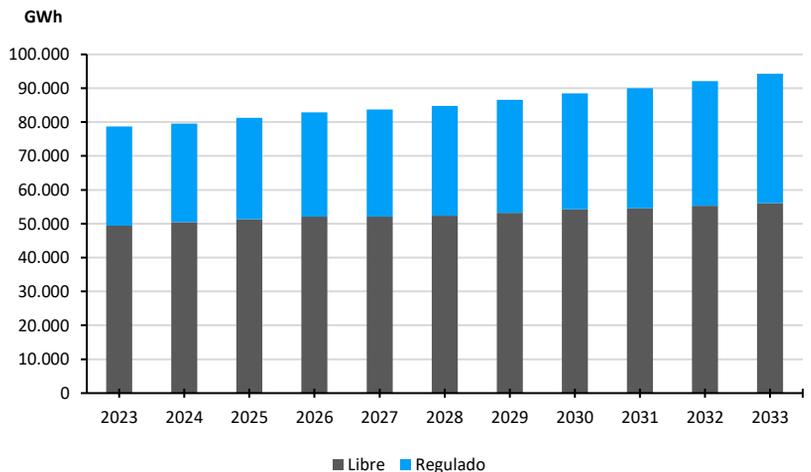
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad agosto 2023 y recomendada a instalar al año 2033 (MW)

	Ago. 2023	Rec. 2033
Eólica	4.583	7.474
Geotermia	95	0
Hidro	4.034	766
Solar	8.310	3.251
Térmico	13.318	84
Solar FV +	0	1.303
Almacenamiento		
Almacenamiento	0	5.314
Total	33.824	18.193

Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Renaico II (Eólica)	144	Sept-23	Las Salinas Etapa 1 (Solar)	59	Oct-23
Meseta de los Andes (Solar)	160	Nov-23	Arauco MAPA (Térmica)	160	Nov-23



NOTICIAS

CNE define 14 obras urgentes en el marco de Open Season convocado para fortalecer la transmisión

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió el viernes la **Resolución Exenta N° 390** en que se fija un listado de obras en procedimiento de convocatoria abierta para la presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión en conformidad a lo dispuesto en el artículo 102º de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Esta iniciativa es la **tercera medida que fue materializada en el marco de la Agenda Inicial para el Segundo Tiempo de la Transición Energética**, impulsada por el Ministerio de Energía, para habilitar de mejor manera una descarbonización acelerada del sector eléctrico, especialmente en la modernización de la operación del sistema eléctrico, a través de tecnologías que maximicen la infraestructura de transmisión existente.

Cabe recordar que la convocatoria a **la presentación de propuestas de Obras Nuevas y de Ampliación de los Sistemas de Transmisión fue realizada en mayo**, donde se formuló un llamado a las empresas del segmento para que presentasen sus solicitudes de propuesta de obras de ampliación en los sistemas de transmisión (nacional y zonal).

La resolución de la CNE fijó 14 obras de este tipo, entre las cuales están proyectos destinados a otorgarle una mayor flexibilidad a la operación de las redes de transmisión, además de fortalecer zonas del sistema eléctrico nacional.

En el listado de obras está Sistema de control de flujos para la Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo–Punta Colorada cuyo proponente es Transelec S.A. También, Ampliación Subestación Nueva Maitencillo 220kV, Ampliación Subestación Nueva Pan de Azúcar 220kV y Nueva Subestación Seccionadora Longotoma 500kV. Estas tres últimas el proponente es Interchile S.A. También, S/E Seccionadora Alto de Ramírez (Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.).

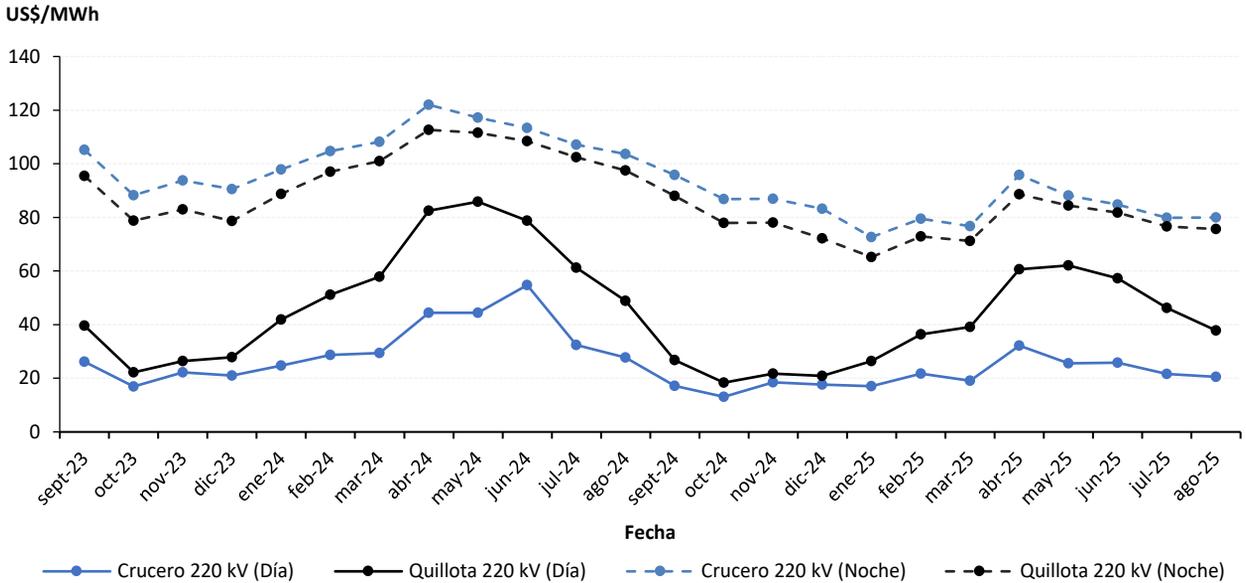
Se suma Ampliación SE Paranal nueva Barra 66 kV (BP y BT), Nuevo Transformador SE San Fabián 220/13,8 kV 30 MVA, Ampliación SE Montenegro Barra 154 kV (BP y BT), y Ampliación Barras 220 kV en SE Chiloé (IM). Estas tres cuyo proponente es Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Y, además, Nueva subestación seccionadora ENEA, Nueva Subestación Huechuraba, Nueva subestación Santa Leonor, Nueva Subestación Nueva Chacabuco, y Nueva Subestación Reina Norte (Colina). Todas ellas cuyo proponente es Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A.

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

En la siguiente gráfica, se muestra una proyección de costos marginales promedio mensual para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, en los periodos con presencia solar (bloque día) y en ausencia de esta (bloque noche).



ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio Mercado Eléctrico
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis Ambiental Estratégico

www.valgesta.com

En la figura anterior, se puede apreciar un aumento de la proyección de costos marginales durante los primeros meses del año 2024, lo cual lleva a precios cercanos a los **120 USD/MWh** en horarios nocturnos.

Durante el segundo semestre del año 2024, el ingreso de proyectos de generación renovable contribuye a la disminución de los valores de los costos marginales.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **25,9 US\$/MWh**, y en la barra Quillota 220 kV es **44,9 US\$/MWh**. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la variación estacional del recurso solar.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es **94,2 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **87,0 US\$/MWh**.

Cabe mencionar que, dada la incertidumbre de las variables significativas del sistema, tales como condiciones hidrológicas, materialización de proyectos, entre otras, estas proyecciones podrían cambiar.

La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Nueva Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

contacto@valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
of. 402, Las Condes
(+56 2) 2224 9704