VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 13 | Nº3 | MARZO 2023

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

Por: Ramón Galaz, Director Ejecutivo Valgesta Nueva Energía
Juan Pablo Elorrieta, Ingeniero de Estudio Valgesta Nueva Energía

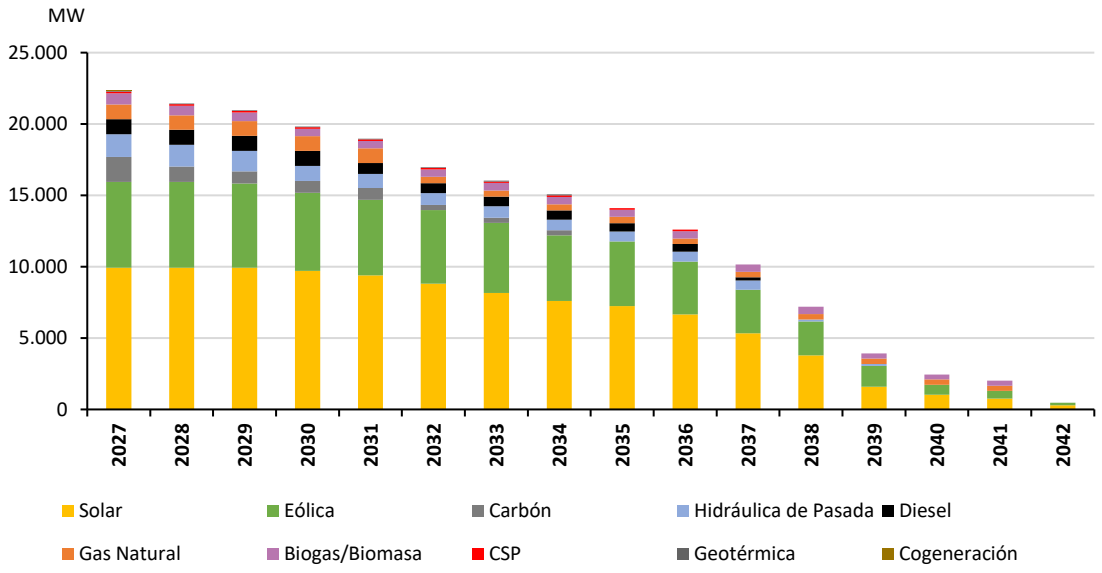
Avances y pendientes en el nuevo Reglamento de Potencia

El 6 de Marzo 2023, se dio inicio al proceso de consulta pública respecto al nuevo borrador del reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras –en adelante "el borrador"- publicado por el Ministerio de Energia. El corazón del borrador presentado no ha cambiado en lo esencial respecto de lo que ya se conocía: se redefine la demanda de punta en función de la demanda equivalente de los clientes finales, se modifica completamente la forma en que se calcula el margen de reserva teórico, se agrega el Factor de Eficiencia que busca penalizar el reconocimiento de potencia de las unidades con costos variables más altos y cambia la metodología de cálculo de la Potencia Inicial a una metodología basada en la métrica ELCC.

Una de las principales modificaciones corresponde a una nueva disposición transitoria que permite a algunas unidades generadoras del sistema suscribirse a un esquema de *grandfathering*. Este esquema permite que proyectos que lleven operando hasta 10 años antes de la publicación del reglamento, junto con los que se encuentran en construcción y proyectos comprometidos por licitaciones de suministro de clientes regulados, mantengan un reconocimiento de potencia cercano al esperado al momento de tomar la decisión de invertir en estos activos y/o postular a licitaciones de suministro para clientes regulados.

De acuerdo con lo anterior, el siguiente gráfico muestra, según la información disponible en la CNE, cuánta potencia podría estar afecta al *grandfathering* propuesto en el nuevo borrador del reglamento para cada año.

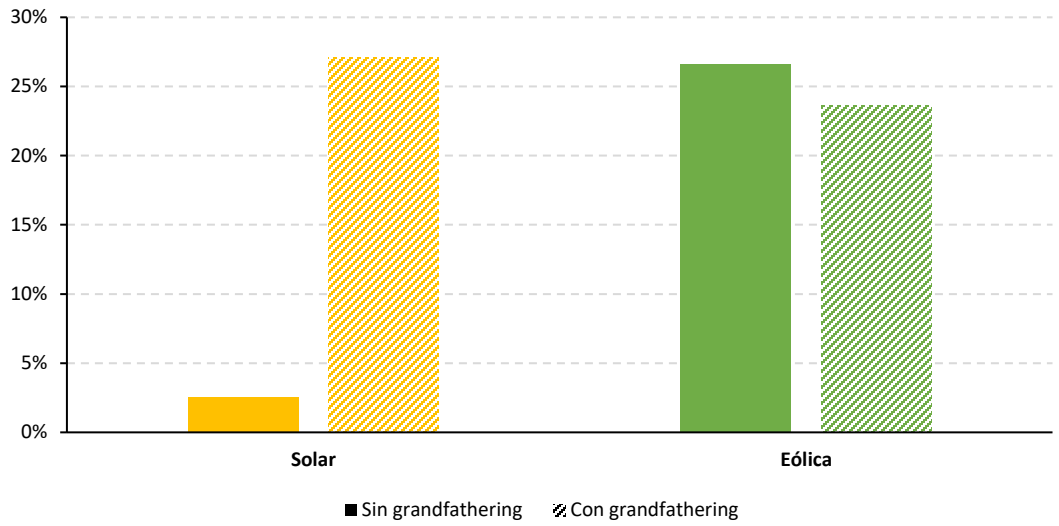
Gráfico 1. Potencia elegible para Grandfathering por Tecnología



Dado cómo se ha desarrollado el parque generador chileno en los últimos años, las tecnologías eólicas y solares son los principales beneficiados por este esquema. En efecto, el siguiente gráfico muestra una comparación del reconocimiento de Potencia de Suficiencia Preliminar para centrales solares y eólicas utilizando este esquema de *grandfathering* y sin él.

Avances y pendientes en el nuevo Reglamento de Potencia

Gráfico 2. Reconocimiento de Potencia de Suficiencia Preliminar al 2031



Se puede ver que la situación de aquellas centrales solares que cumplen con alguno de los requisitos para ser considerada dentro de esta disposición transitoria mejora considerablemente, lo que atenúa una de las principales preocupaciones de este sector, que representa la tecnología que más se ha desarrollado en nuestro país en los últimos años.

En el caso de las plantas eólicas, no se prevé una diferencia significativa respecto a su situación con el *grandfathering*. Más aún, el reconocimiento de potencia de las centrales eólicas depende, actualmente, de su factor de planta durante las 52 horas de máxima demanda. Este criterio de reconocimiento de potencia inicial genera incertidumbre para este tipo de activos dada la variabilidad propia de la tecnología, por lo que se espera que la nueva metodología les permita tener un reconocimiento más sostenido a través del tiempo.

Otro aspecto a destacar es que, no obstante existir este mecanismo de *grandfathering*, la nueva definición de demanda de punta afectará a todo el parque generador. En efecto, en el borrador, la demanda de punta deja de ser el promedio de la demanda en las 52 horas de mayor demanda del subsistema y pasa a ser la suma de los retiros de potencia de los clientes finales dentro de un subsistema.

Estos retiros de potencia de clientes finales se medirán en las horas de control de punta, que corresponden a un periodo fijado por el regulador, donde se encuentran las horas con mayor probabilidad de pérdida de carga. Estas horas deberían ser similares a las horas de punta actuales, por lo que es relevante considerar que en 2021 la suma de las demandas de potencia medidas de los clientes finales corresponde a un valor 5.5% menor al de la demanda máxima, por lo que se espera que la nueva demanda de punta sea menor y, por tanto, el tamaño del mercado de potencia en su totalidad se reduzca. En este caso la pregunta es cuánto podría ser esa reducción.

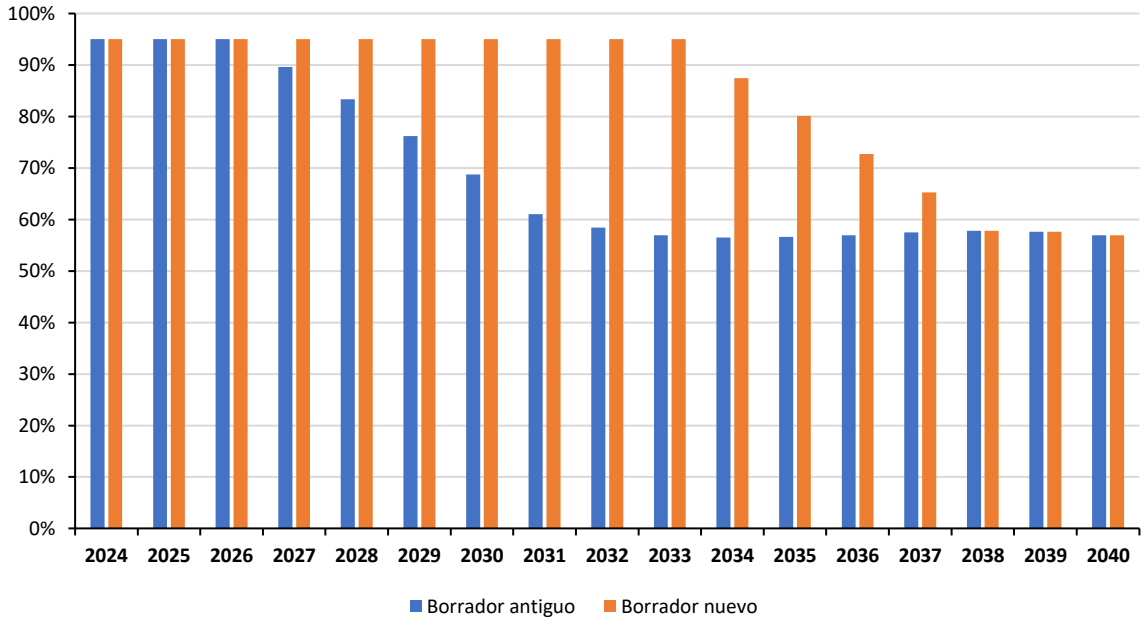
Otra modificación importante tiene relación con la inclusión de los sistemas de almacenamiento de energía en los artículos pertinentes del reglamento y en las disposiciones transitorias. Los sistemas de almacenamiento stand-alone ahora se encuentran incluidos en el artículo transitorio que establece un reconocimiento de potencia inicial según la duración del sistema de almacenamiento y su periodo de aplicación se amplía de 5 a 10 años desde la publicación del reglamento en el Diario Oficial.

Avances y pendientes en el nuevo Reglamento de Potencia

Este nuevo esquema permitiría que estos activos, que son críticamente necesarios a la hora de seguir avanzando hacia un parque generador más renovable, reciban un nivel de ingresos por potencia de suficiencia más estable en el corto y mediano plazo, aunque podría ser insuficiente para el análisis de riesgo en el financiamiento de estos proyectos, generando con ello incertidumbre hacia el mercado.

El siguiente gráfico muestra una comparación del reconocimiento de potencia inicial de un mismo sistema de almacenamiento de cuatro horas, bajo la versión anterior del borrador y la nueva versión.

Gráfico 3. Potencia Inicial para un sistema de almacenamiento de 4 horas



Por último, hay una modificación al artículo 56 del nuevo borrador, que determina que "[a] las unidades generadoras cuya operación no sea en base a recursos primarios variables, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65 del DS N° 125 y Sistemas de Almacenamiento de Energía, que operen bajo el régimen de autodespacho, se les considerará potencia equivalente nula mientras se encuentren en dicho régimen de operación". Esto último elimina por completo el reconocimiento de potencia de un almacenamiento de pequeña escala, bajo el régimen de auto despacho.

Si bien el borrador de nuevo reglamento, y especialmente los artículos transitorios, han resuelto algunas dudas que se originaron con la presentación del Ministerio de Energía en enero 2022, aún subsisten problemas que deben abordarse antes de dar por cerrados el análisis y la discusión.

Tal como lo señalamos en nuestra editorial de septiembre de 2022, uno de los principales inconvenientes para dar señales de largo plazo es que la modelación ELCC varía con la evolución futura del parque generador y los efectos cruzados que esto genera, lo que ha sido parcialmente mitigado con los artículos transitorios.

Avances y pendientes en el nuevo Reglamento de Potencia

Asimismo, subsisten decisiones administrativas discrecionales que tienen un alto impacto en el reconocimiento de potencia y que no dependen de la gestión de los titulares de la infraestructura, asociado especialmente al factor de eficiencia y su fórmula de definición. Más allá de la discusión conceptual respecto de si el factor de eficiencia debe estar incluido como señal en el reconocimiento de potencia de las unidades, claramente su definición y metodología de cálculo son poco claras, no replicables y resultan confusas en el efecto sistémico que se desea lograr, lo que implica un enorme riesgo para proyectar ingresos futuros, impactando finalmente la correcta expansión del parque generador en nuestro país. Es este, quizás, el mayor error que plantea el reglamento toda vez que este factor no tiene relación alguna con las señales de largo plazo que se deben implementar para asegurar la suficiencia del sistema.

De la misma manera, la existencia de clusters establecida en el reglamento, aún no está claramente definida y, más aún, puede ser cambiado periódicamente, generando nuevamente espacios de incertidumbre para proyectar las inversiones de largo plazo.

Finalmente, y tan relevante como lo ya planteado, cabe preguntarse por la oportunidad de esta reforma, ya que el cambio de tecnologías en nuestra matriz eléctrica producto de la transición energética ha generado un amplio consenso en torno a modificar nuestro mercado spot de energía hacia uno de ofertas de corto plazo, por lo que sería esperable que en la misma reforma, se actualice la configuración de nuestro mercado de capacidad, el cual podría también estar sujeto a licitaciones de corto y largo plazo.

NOTICIAS

Enero finaliza con 451 proyectos de generación eléctrica en fase constructiva señala reporte de la CNE

La Comisión Nacional de Energía (CNE) reportó, en su informe mensual sobre el sector energético correspondiente a enero de 2023, un total de 451 proyectos de generación de energía declarados en etapa de construcción, los cuales, en su conjunto, suman una capacidad eléctrica de 5.823 MW.

De este total, 436 corresponden a iniciativas de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), con 414 de ellas con solar fotovoltaica, seguidas por proyectos de energía eólica y mini hidráulica de pasada.

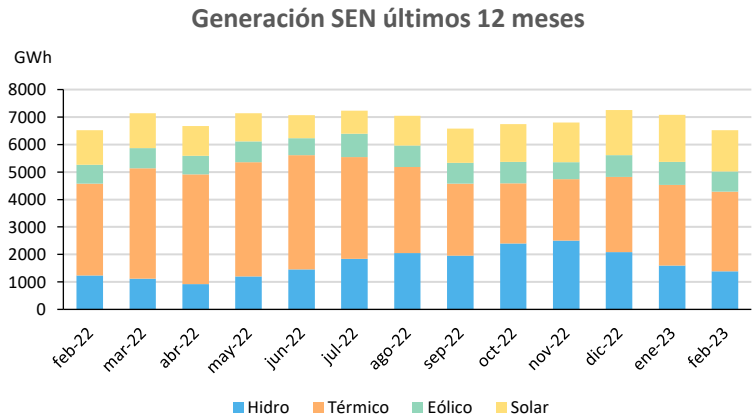
En tanto, el mismo informe destaca que la capacidad instalada neta de generación eléctrica durante el mes de enero, ascendió a 30.547 MW, de los cuales 30.348 MW corresponden al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el restante 0,6% se reparte entre el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM).

De acuerdo con el informe de la CNE, asimismo, la generación de electricidad durante enero de 2023 en el SEN alcanzó un total de 7.056 GWh, de los cuales 41% corresponden a ERNC, 39% a termoeléctricas y 21% a hidroeléctricas convencionales.

Del total de generación de ERNC, la solar fotovoltaica alcanzó un máximo de participación, con 24%, seguida por la tecnología eólica con 11%.

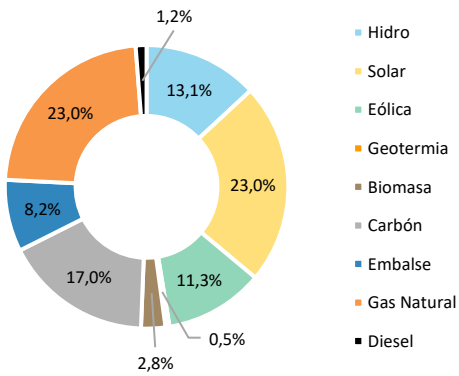
Fuente: Revista Electricidad (01/03/2023)

ESTADÍSTICAS FEBRERO 2023



Fuente: Coordinador Eléctrico

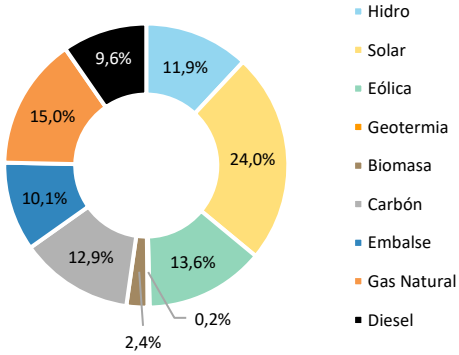
COMPOSICIÓN DESPACHO FEBRERO 2023



Despacho de generación (GWh)	
Térmica	2.895
Hidráulica	1.390
Eólica	739
Solar	1.498
Total	**6.522**

Fuente: Coordinador Eléctrico

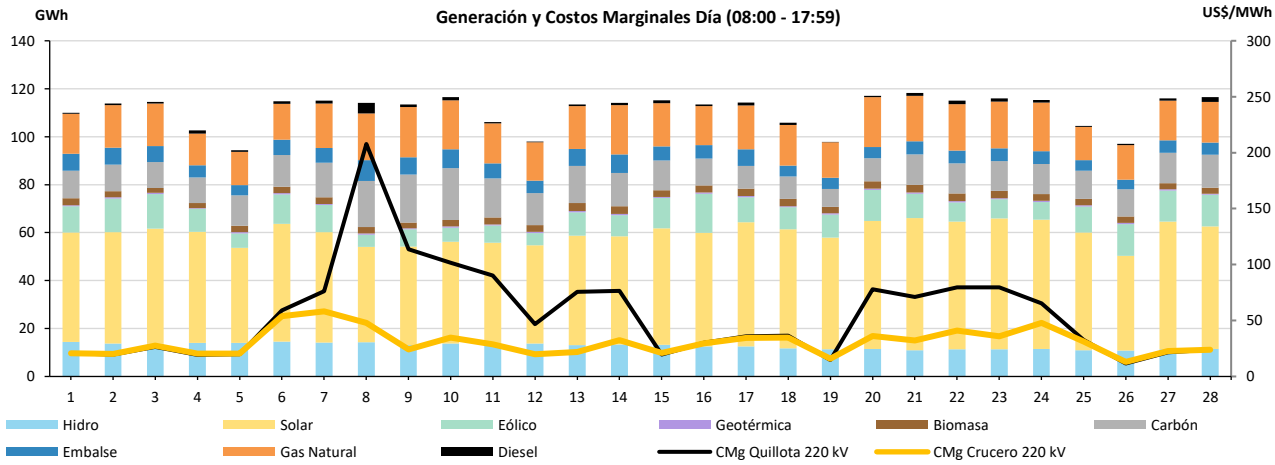
CAPACIDAD INSTALADA SEN FEBRERO 2023

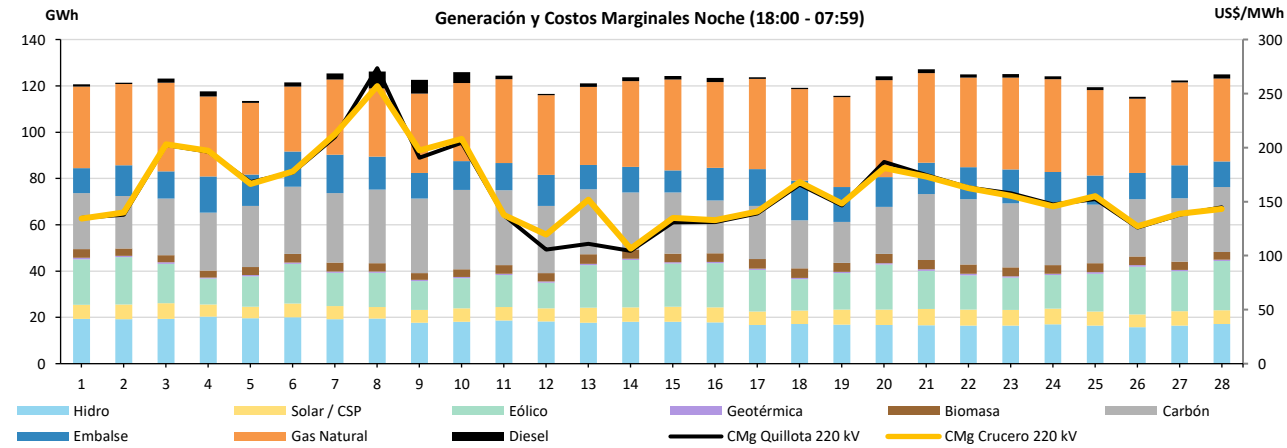


Capacidad instalada SEN (MW)	
Hidro	7.397
Térmico	13.394
Eólica	4.563
Solar	8.054
Geotermia	82
Total	**33.490**

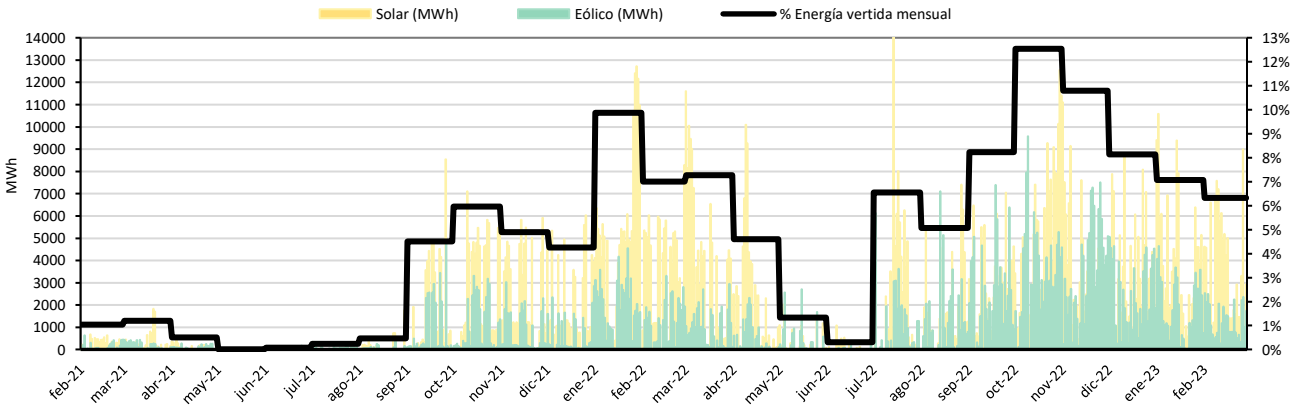
Fuente: Coordinador Eléctrico

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





Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, febrero 2021 - febrero 2023

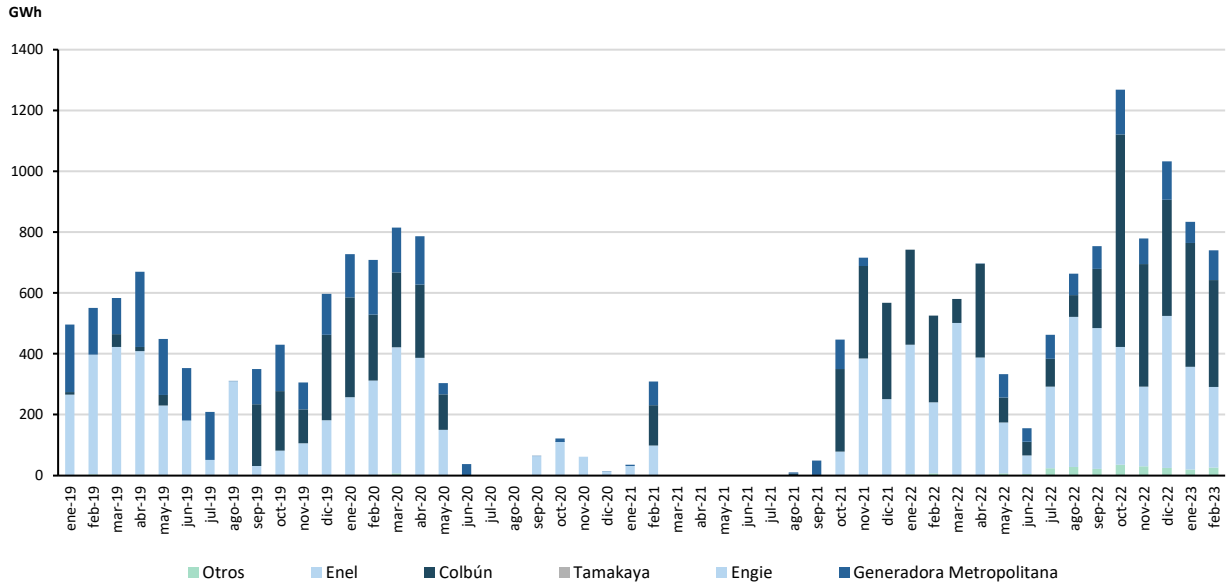


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde febrero de 2021 a febrero* de 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 febrero 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

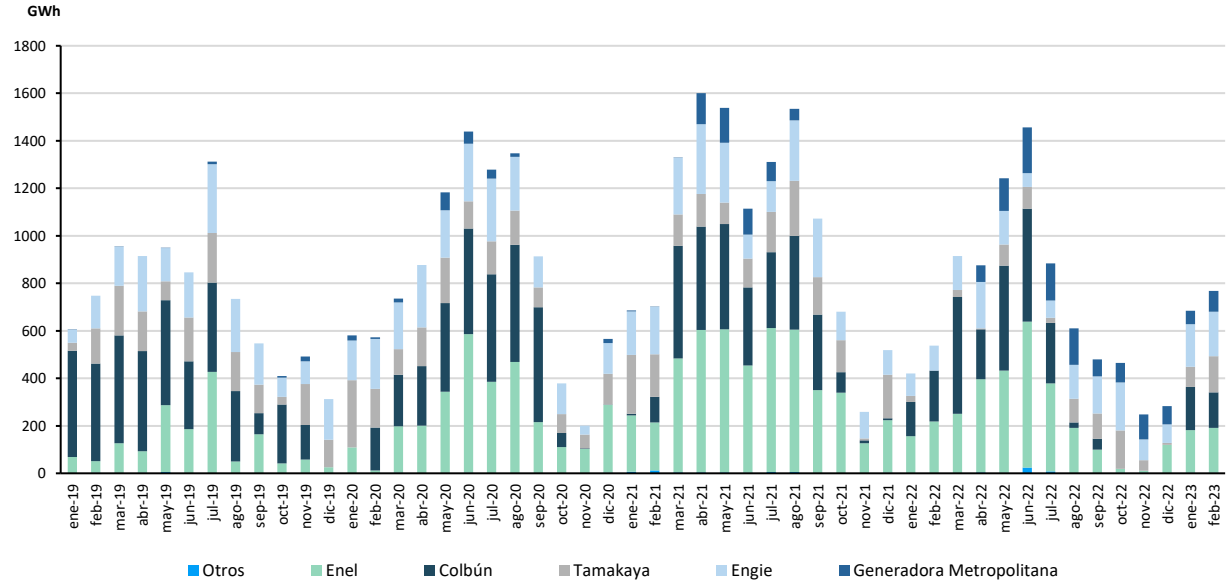
Generación histórica gas natural argentino



En febrero de 2023 se generaron 740,2 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 47,5% es atribuible a la empresa Colbún, un 35,8% a Enel, un 13,2% a Generadora Metropolitana y un 3,5% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En febrero de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 767,5 GWh, lo que representó el 23,0% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 24,5% se atribuye a Engie, un 24,5% a Enel, un 19,8% a Tamakaya, un 19,5% a Colbún, 11,3% a Generadora Metropolitana y el 0,4% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	52,9
Precio Nudo Crucero 220 kV	63,3
PMM SEN	96,0

Fuente: CNE

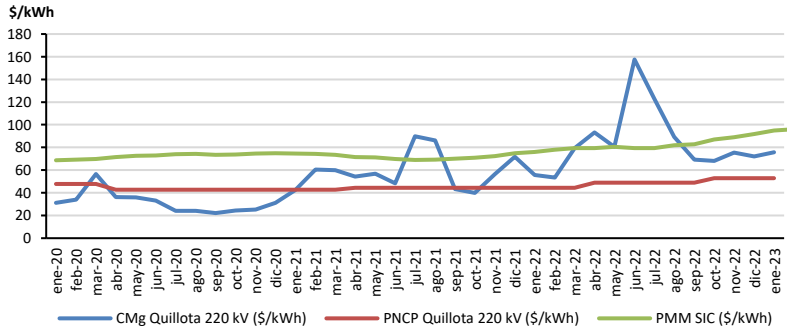
Costos marginales promedio febrero 2023 ($/kWh)

Crucero 220 kV	92,1
Cardones 220 kV	89,0
Pan de Azúcar 220 kV	89,7
Quillota 220 kV	90,1
Charrúa 220 kV	88,6
Puerto Montt 220 kV	173,6

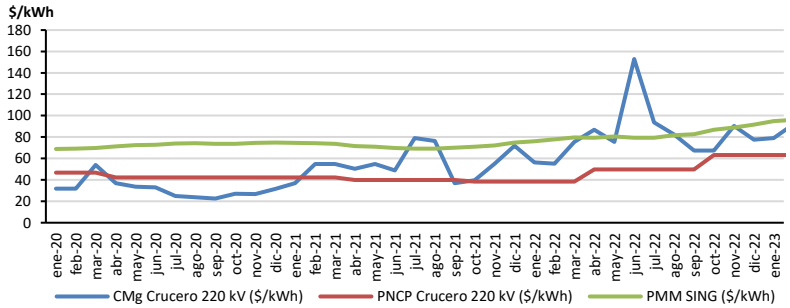
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) histórico Quillota 220 kV*



Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo Corto Plazo (PNCP) histórico Crucero 220 kV*



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Generación eléctrica en 2023: Tecnologías solar y eólica consolidan liderazgo

Pese a factores internos y también a nivel internacional, como la guerra en Ucrania y sus coletazos, la industria energética en 2023 continuará teniendo un rol protagónico en la economía nacional. De hecho, según el último IPOM del Banco Central, el sector liderará la reactivación en 2023 y es el segundo mayor inversionista en Chile después de minería en los próximos cinco años.

Así lo destacan en Generadoras de Chile, gremio que agrupa a las grandes empresas suministradoras de energía eléctrica que operan en el país. En enero, la entidad publicó su último mensual, correspondiente a diciembre 2022, documento que incluye cifras globales del sector en 2022 y de las proyecciones de su actividad para 2023.

Según el reporte, elaborado sobre la base de datos del ministerio de Energía y actualizados a noviembre de 2022, son 74 proyectos los que se espera que entren en operaciones durante 2023, los cuales suman un total de 4.318 MW de capacidad instalada y una inversión de US$6.040 millones.

Del total de iniciativas de inversión, 98,2% corresponde a energías renovables con el siguiente desglose respecto al total en construcción: 8,2% de centrales hidroeléctricas; 51,4% de centrales eólicas y 38,6% a centrales solares.

Claudio Seebach, presidente ejecutivo de Generadoras de Chile, comenta que “en 2023, continuaremos viviendo los impactos e incertidumbres de la pandemia, el desafiante contexto macroeconómico, geopolítico y de crisis energética global y los efectos de la crisis climática, como la persistente sequía”.

De acuerdo con el líder gremial, durante el último tiempo el sector energético se ha visto fuertemente desafiado por diversos factores externos, que han resultado en mayores costos operacionales, de logística y de financiamiento de nuevos proyectos. A su vez, menciona que hay mecanismos que se han ejecutado, como el de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, que han impactado en la disponibilidad de recursos de las empresas para invertir en energías renovables.

“Las empresas que representamos son estratégicas para la reactivación económica y la transición energética, y lideran una agenda de inversiones potencial de 23 mil millones de dólares en renovables, almacenamiento e hidrógeno verde”, afirma Seebach. No obstante, advierte que con el fin de concretar el potencial de inversión se requiere abordar con urgencia las condiciones habilitantes para sostener el desarrollo de energías renovables y la electrificación.

Fuente: Revista Electricidad (21/02/2023)

Balance ERNC enero 2023

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.349
Obligación ERNC (GWh)	896
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	14,1%
Inyección ERNC (GWh)	2.854
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	45,0%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

CNE: enero finaliza con 5.397 MW de proyectos ERNC en construcción

Según el último informe de la Comisión Nacional de Energía, la capacidad instalada neta de las fuentes renovables asciende a 11.331 MW y con casi un 99,6% conectado al Sistema Eléctrico Nacional.

De acuerdo con el último reporte de la Comisión Nacional de Energía (CNE), publicado este mes, enero finalizó con 436 proyectos ERNC declarados en construcción, sumando un total de 5.397 MW de potencia.

Además, la capacidad instalada neta de estas fuentes asciende a 37,1% del total, equivalente a 11.331 MW y con casi un 99,6% conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Por otro lado, la inyección de centrales ERNC a la matriz durante el primer mes del año de 2023 fue de 2,877 GWh, lo cual corresponde a un 40,8% de la generación total.

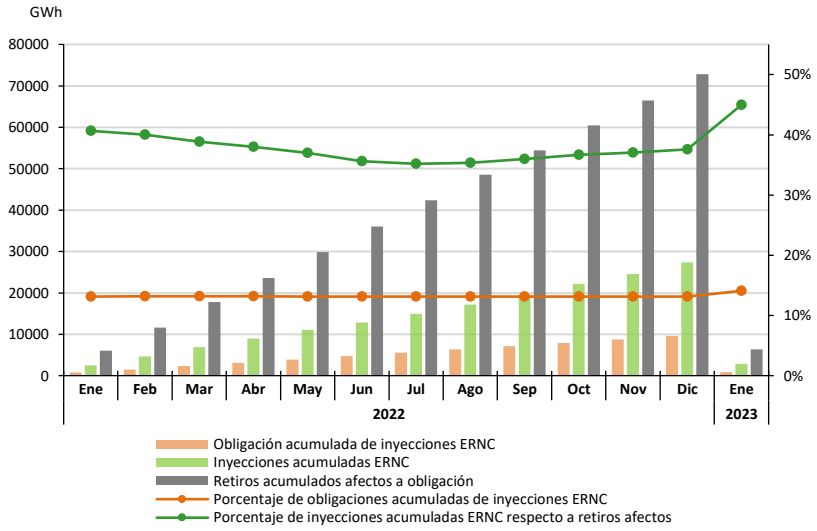
El análisis por tecnología señala una inyección de 1.646 GWh a partir de parques solares, 786 GWh con energía eólica, 212 GWh con centrales mini hidráulica de pasada, 112 GWh a partir de biomasa, 30 GWh con energía geotérmica y 19 GWh de concentración solar de potencia.

Adicionalmente, durante enero el SEA acogió a evaluación ocho proyectos ERNC, correspondientes a un total de 225 MW, que equivalen a 172,1 MMUSD de inversión. Además, otorgó cinco RCA favorables, por un total de 168 MW, equivalentes a 159,7 MMUSD de inversión.

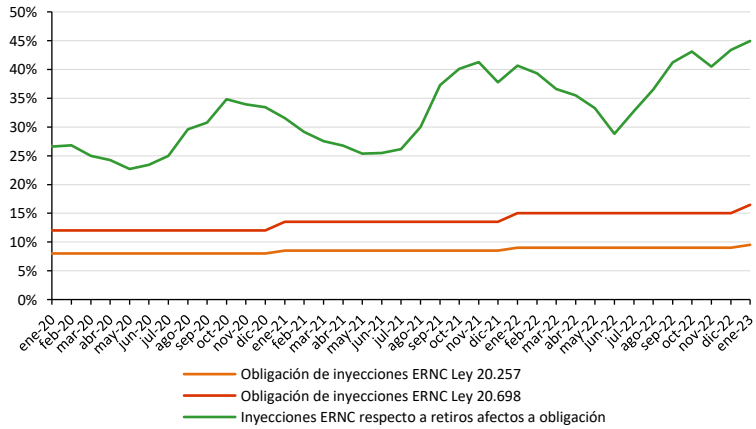
Fuente: Revista Electricidad (28/02/2023)

BALANCE ERNC A ENERO 2023

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

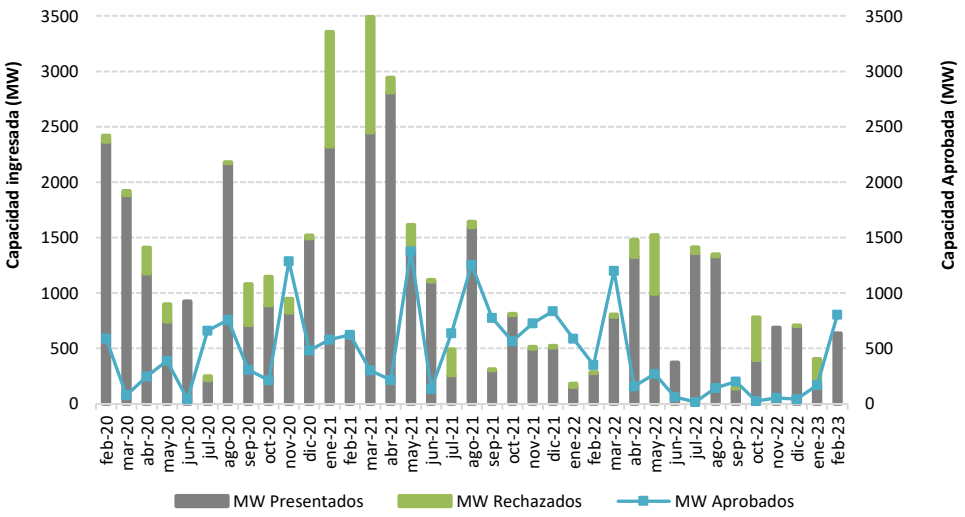
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2023, corresponden a **6.349 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2023 correspondió a **896 GWh**, lo que corresponde a un **14.0%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2023, fueron de **2.855 GWh**, lo que corresponde a un **45.0%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

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.

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



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en febrero de 2023 ingresaron un total de 1.440,7 MW de potencia. Se registraron 805,6 MW aprobados.

Principales proyectos aprobados en el SEIA en febrero 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Proyecto Fotovoltaico Arenisca	Arenisca Solar SpA	3	Solar	22/04/2022
Nueva Central Solar Fotovoltaica Las Guindillas	SUR SOLAR Spa	9	Solar	21/04/2022
Parque Eólico Antofagasta	Parque Eólico Antofagasta SPA	793,6	Eólico	23/12/2020

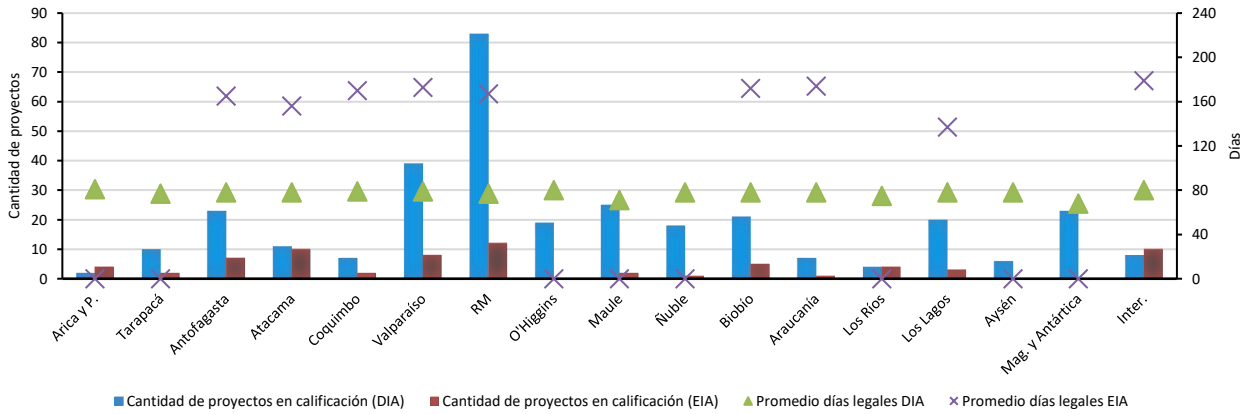
Principales proyectos en calificación en el SEIA en febrero 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Ana Solar	CVE Proyecto Treinta y Siete SpA	8	Solar	23/02/2023
Arboleda Solar	Guanaquito Solar Spa	80	Solar	21/02/2023
PSF Leo Bio	PSF LEOBIO SPA	8	Solar	21/02/2023
Parque Fotovoltaico Cormorán	PFV Cormoran Spa	24	Solar	21/02/2023
Parque Solar Alfa	EE Land SpA	6	Solar	21/02/2023
Parque Fotovoltaico El Roble	Solek Chile Services SpA	6	Solar	21/02/2023
Parque Eólico Vergara	PE Vergara SPA	43	Eólico	21/02/2023
Parque Fotovoltaico Zorzalito	Amaltea SpA	9	Solar	21/02/2023
Planta Fotovoltaica Salares Norte	Minera Gold Fields Salares Norte SpA	7	Solar	21/02/2023
FV Aldea	Marina Solar SpA	7	Solar	20/02/2023
Planta Solar El Milagro	Planta Solar El Milagro Spa	6	Solar	20/02/2023
Parque Fotovoltaico Llanos de Marañón	Parque Solar Llanos de Marañón SpA	432	Solar	06/02/2023

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 febrero de 2022 hasta febrero de 2023.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

CNE emite Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2022

La Comisión Nacional de Energía (CNE), a través de la Resolución Exenta N° 85 de 2023, emitió el Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al año 2022, el cual contempla un total de 63 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de US$1.527 millones.

En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, el Informe Técnico Preliminar presenta un total de 24 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de US$1.116 millones, de las cuales 17 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de US$252 millones aproximadamente, y 7 corresponden a obras nuevas, por un total de US$864 millones aproximadamente.

Respecto a los sistemas de transmisión zonal, se presenta un total de 39 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de US$411 millones, de las cuales 25 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de US$137 millones aproximadamente, y 14 corresponden a obras nuevas, por un total de US$274 millones aproximadamente.

Se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción a partir del primer semestre de 2025.

Principales obras

Las principales obras que se contemplan dentro del Informe Técnico Preliminar son:

Nueva Línea 2×500 kV Entre Ríos – Digüeñes, Nueva S/E Digüeñes y Nueva Línea 2×500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli, que viene a reemplazar las obras de 500 kV del decreto 4/2019 entre las subestaciones Entre Ríos, Rio Malleco, Ciruelos y Pichirropulli, que permite completar el sistema de 500 kV hasta Puerto Montt y con ello el tránsito de grandes volúmenes de energía desde y hacia el sur del país.

Energización en 500 kV de línea 2×220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo, que permite el tránsito de grandes volúmenes de energía desde y hacia el sur del país.

Nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores sincrónicos: incorpora los requerimientos de infraestructura para mantener adecuados niveles de seguridad de servicio futuros, apoyando la fortaleza de red en el norte grande del sistema.

Nueva S/E Patagual, que apoya la seguridad de abastecimiento del Gran Concepción, aportando a la resiliencia de la zona.

Tendido segundo circuito línea 2×500 kV Ancoa – Charrúa, que aumenta la capacidad de transmisión hacia el centro del país.

Fuente: Revista Electricidad (03/03/2023)

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

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2033 de 16.038 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.

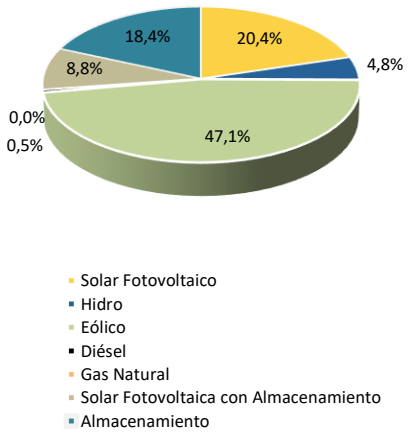
Para el año 2033, se estiman 3.269 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 1.415 MW de solar + almacenamiento.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 7.546 MW al año 2033.

Finalmente, se estiman 2.957 MW de capacidad de almacenamiento.

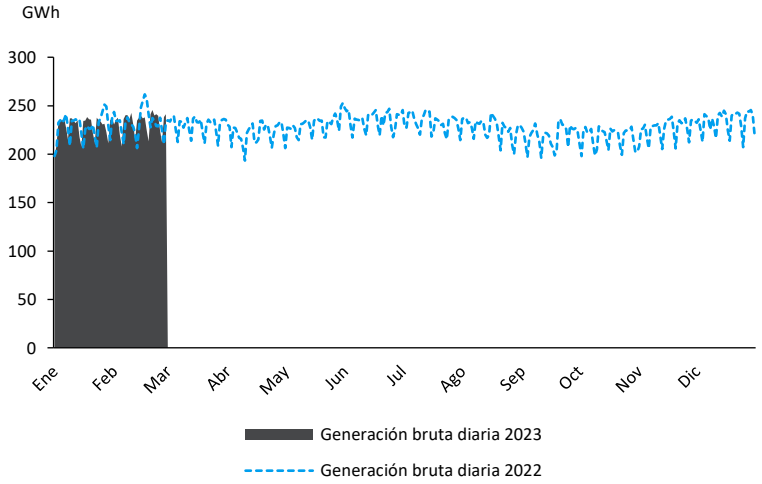
Fuente: ITD Primer Semestre 2023 , CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2022 a febrero 2023



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	10.960

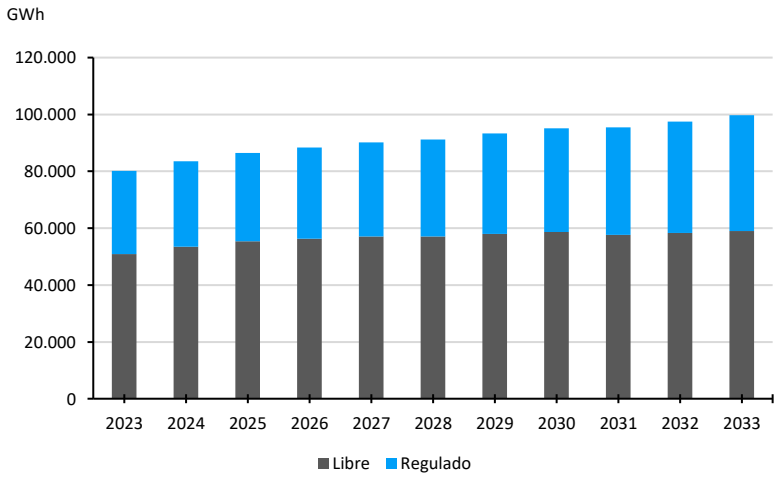
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Feb 2023	Rec. 2033
Eólica	4.563	7.546
Geotermia	82	0
Hidro	7.397	766
Solar	8.054	3.269
Térmico	13.394	84
Solar FV + Almacenamiento	0	1.415
Almacenamiento	0	2.957
Total	**33.490**	**16.038**

Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Coya (Eólico)	180	Abr-22
Valle del Sol (Solar)	150	Abr-22

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Guanchoi (Solar)	369	May-23
Renaico II (Eólico)	144	May-23

NOTICIAS

Reglamento de potencia comienza fase de consulta pública

El proceso participativo se extiende entre el 6 y el 27 de marzo, lapso en que la ciudadanía podrá hacer comentarios al nuevo borrador de Reglamento de Transferencias de Potencia.

Tras el cierre de la mesa de diálogo público-privado denominada “Supuestos de aplicación temporal de la nueva reglamentación de transferencias de potencia”, convocada por el gobierno, y la posterior publicación del Reglamento de Transferencias de Potencia emanado de esa instancia, la ciudadanía ya tiene a su disposición el citado documento para realizar sus observaciones y comentarios.

La propuesta tiene como objetivos principales la implementación de la Ley N° 21.505, de Almacenamiento y Electromovilidad, en el mercado de potencia, fomentando el despliegue de esta tecnología en el sistema eléctrico. Asimismo, busca establecer mecanismos de estabilidad regulatoria, considerando las decisiones de inversión ya tomadas por distintos actores de la industria, y generar gradualidad en la implementación de la nueva metodología.

El ministro de Energía, Diego Pardow, destacó que este proceso se ha desarrollado de acuerdo con la agenda propuesta para determinar el reglamento. “Cumpliendo el calendario que se informó en la mesa final transferencia de potencia, subimos a consulta pública las innovaciones en las normas del reglamento. Estas son normas que buscan generar certezas que requiere el mercado eléctrico, reconocer las decisiones de inversión ya realizadas y dar un impulso decidido al despliegue del almacenamiento necesario en nuestra red para cumplir nuestras metas de descarbonización”, señaló el secretario de Estado.

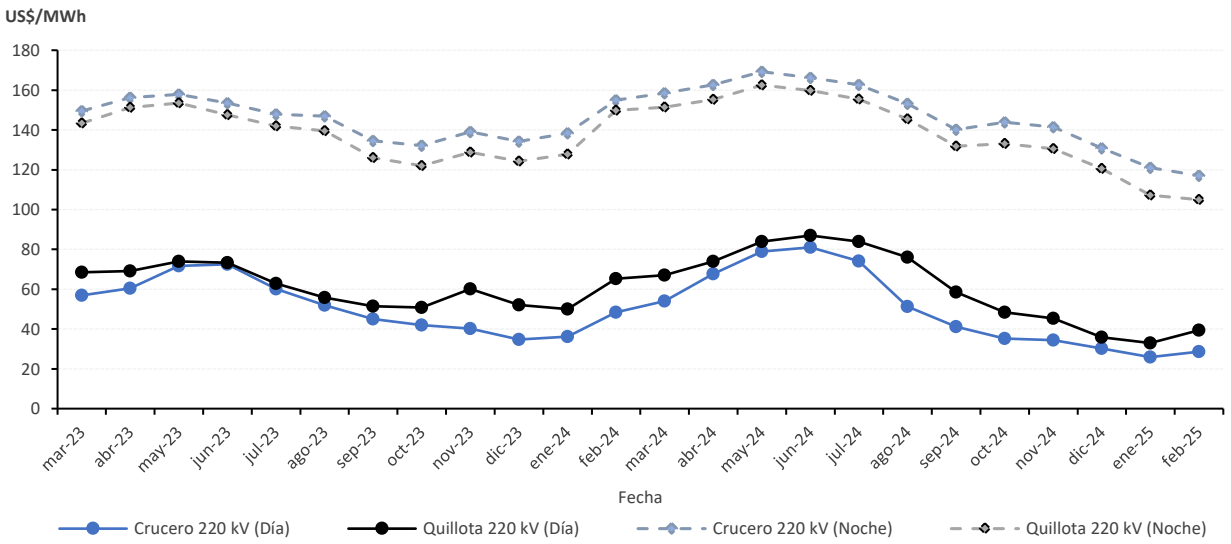
Considerando la naturaleza del documento sometido a escrutinio, la cartera de Energía indicó que el alcance del proceso de consulta pública será solo relacionado con los cambios introducidos respecto a la versión original del reglamento.

Fuente: Revista Electricidad (08/03/23)

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 solar) 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 puede observarse en los primeros meses del presente año una proyección de costos marginales cercana a 65 USD/MWh durante las horas del día y de 150 USD/MWh durante la noche.

En ambos años mostrados, los costos marginales proyectados durante el día para la barra Crucero 220 kV se muestran desajustados con respecto a la barra Quillota 220 kV, debido principalmente a la ocurrencia de congestiones de transmisión en el sistema de 500 kV. Ello se asocia a la alta disponibilidad de energía eólica y solar FV en la zona norte cuya transferencia a la zona central se ve en ocasiones limitada.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es 51,0 US$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 61,1 US$/MWh. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 146,4 US$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 138,1 US$/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.

Fuente: Valgesta Energía

VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

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