



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | N°4 | ABRIL 2024

VALGESTA.COM

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



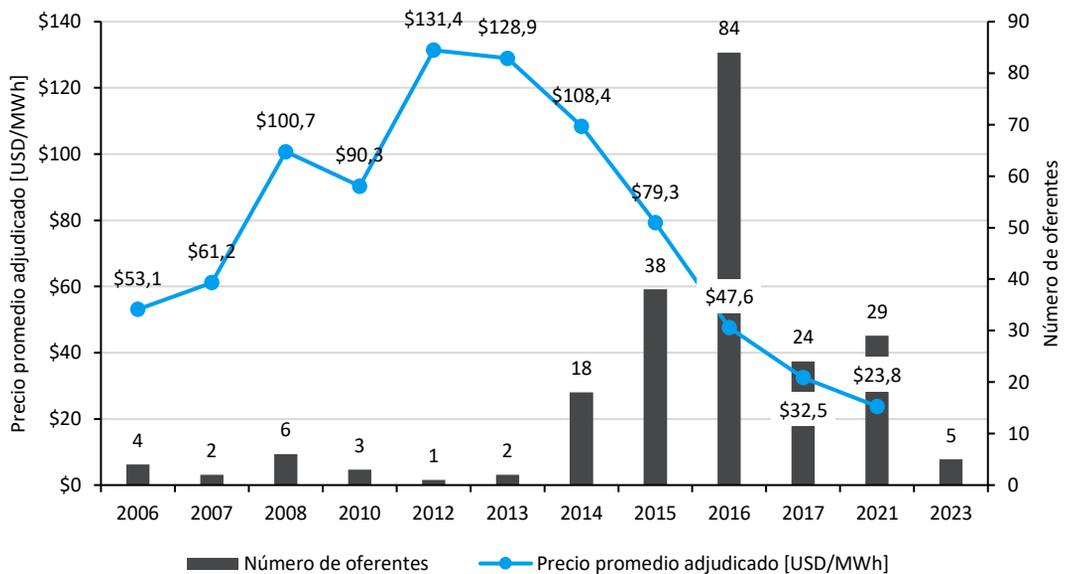
Por: Ramón Galaz, Socio y director ejecutivo de Valgesta Nueva Energía
 Andrés Romero, Socio y director ejecutivo de Valgesta Nueva Energía, Secretario ejecutivo CNE 2014-2018

Licitaciones de suministro regulado: Involución en el mercado eléctrico

El martes 9 de abril se presentaron las ofertas de suministro eléctrico para clientes regulados. Lamentablemente sólo 4 empresas presentaron un total de 5 ofertas, lo que representa una enorme involución en este proceso. En efecto, tal como lo muestra la siguiente gráfica, entre los años 2006 a 2013, existía escasa competencia en el mercado eléctrico chileno, lo que significó elevados precios de adjudicación en los procesos licitatorios para suministro de clientes regulados, que a la fecha mantienen alto el precio de la electricidad que llega a los hogares. La escasa participación de los pocos agentes de ese entonces en el mercado no permitía acceder a precios competitivos generando con ello un mayor costo social.

Frente a esta situación y con un amplio nivel de consenso, en 2014 se realizaron cambios a la regulación que apuntaron justamente a abrir la competencia, lo que se reflejó rápidamente en los precios de adjudicación de los procesos desarrollados entre los años 2014 a 2021.

Gráfico 1. Oferentes y precio promedio adjudicado Licitaciones Suministro regulado



Fuente: Elaboración propia en base a información CNE

Cabe preguntarse entonces qué causó este retroceso en el proceso 2023. Por cierto, no es el reflejo del mercado de generación, el cual cuenta con decenas de compañías de generación de distintos tamaños, que están interesadas en conseguir contratos de suministro que permitan desarrollar nuevas inversiones en energía renovable. Como asesores de mercado hemos participado en el último año en varios procesos de compra de energía por parte de clientes libres, existiendo una competencia intensa de empresas con distintos portafolios de generación.

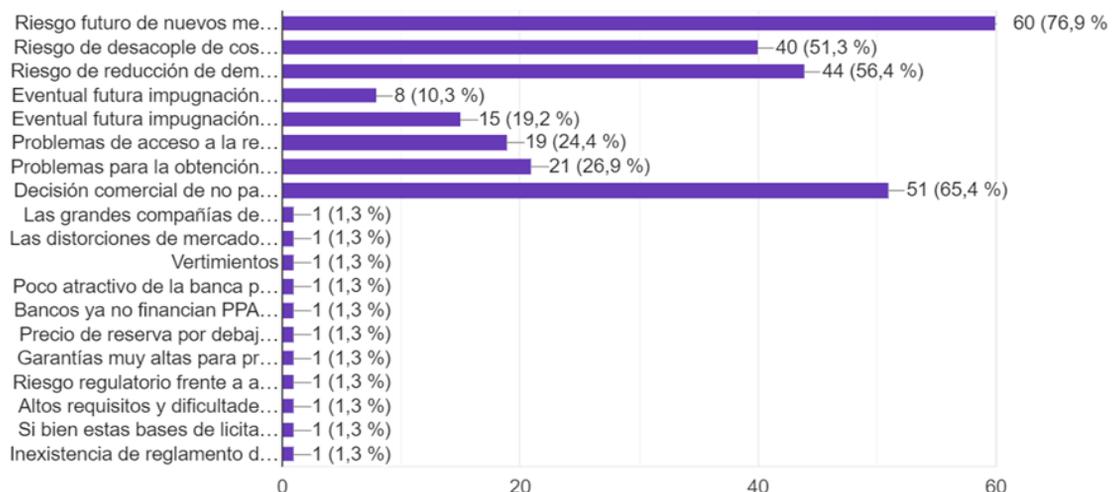
Licitaciones de suministro regulado: Involución en el mercado eléctrico

Con el objeto de buscar una respuesta, la pasada semana hicimos la siguiente consulta a más de un centenar de expertos y ejecutivos del sector eléctrico: A su juicio, ¿cuál o cuáles de las siguientes razones fueron las principales para que compañías generadoras declinaran su participación en la reciente licitación de clientes regulados? Escoja máximo 4 opciones.

- Riesgo futuro de nuevos mecanismos de estabilización de precios
- Riesgo de desacople de costos marginales
- Riesgo de reducción de demanda regulada por eventual cambio en el tamaño para optar a cliente libre
- Eventual futura impugnación de legalidad del incentivo a los sistemas de almacenamiento
- Eventual futura impugnación de legalidad del traspaso de costos laterales
- Problemas de acceso a la red de transmisión para el desarrollo de proyectos de generación
- Problemas para la obtención de permisos ambientales
- Decisión estratégica comercial de no participar en el mercado de clientes regulados por riesgos regulatorios
- Otra

La consulta fue respondida por 78 expertos y ejecutivos del sector, con un total de 312 menciones. Los resultados fueron los siguientes:

Gráfico 2. Razones de declinación por parte de generadoras a no participar en licitación de clientes regulados



Fuente: Elaboración propia en base a información CNE

Licitaciones de suministro regulado: Involución en el mercado eléctrico

Al analizar las respuestas recibidas se observa que, de las 78 personas que respondieron la consulta, 60 de ellas (76,9%) incluyeron entre las principales razones el riesgo asociado a la implementación de nuevos mecanismos de estabilización de precios (correspondiendo al mayor número de menciones), 51 de ellas (65,4%) indicaron entre las razones la decisión estratégica comercial de las empresas por un mayor riesgo regulatorio en el segmento de clientes regulados y 44 de ellas (56,4%) mencionaron entre las principales razones el riesgo de reducción de riesgo de demanda. Es decir, las tres razones más mencionadas para explicar la baja relevante (y preocupante) en cantidad de ofertas recibidas, están relacionadas fuertemente a observar un mayor riesgo regulatorio que los agentes del mercado le están asignando al segmento de clientes regulados. En efecto, la estabilización de tarifas, la reducción en el límite de clientes libres y otros riesgos asociados al segmento aparecen como las principales razones para explicar la baja participación. Sólo en cuarto lugar aparece una razón del tipo “sistémica”, como lo es el desacople de costos marginales que alcanzó 40 menciones, que representan el 51,3% de las personas que respondieron. Ya mucho más atrás están problemas con permisos ambientales, acceso de la red de transmisión o posibles impugnaciones a las bases de licitación.

A luz de los resultados obtenidos, y sin pretender que esta consulta refleje los resultados de una encuesta representativa ni mucho menos, nuestro entendimiento del problema coincide completamente con este “juicio colectivo” del mercado. No cabe duda de que las tres primeras causas tienen relación directa con un mayor nivel de riesgos regulatorios que han reducido el atractivo que tiene el mercado de clientes regulados.

Esto demuestra que el impacto de buenas y malas políticas públicas tiene efectos directos y casi inmediatos en los resultados de los procesos de licitación. Uno de los aspectos claves que han reducido el interés por participar en el proceso, ha sido el congelamiento de las tarifas impulsado por el anterior y actual Gobierno, lo que constituye el típico caso de pan para hoy y hambre para mañana. En efecto, los incentivos para ganarse un contrato de suministro que, en algún momento por razones políticas, podría ser intervenido en el precio, desaparecen y reducen el interés de actores en participar del mercado para clientes regulados. No estamos hablando de que no exista interés de los actores por seguir participando de nuestro mercado, al contrario, vemos que ese interés se mantiene sólo que apuntando a otros segmentos.

Gobiernos y parlamentarios de todos los colores políticos han sucumbido al aplauso fácil. El problema es que “más temprano que tarde” pagaremos las malas decisiones los clientes “protegidos”. Cerca de seis mil millones de dólares se acumularon en deuda e intereses, por lo que en los próximos 12 meses tendremos un alza de aproximadamente un 40% respecto de las actuales tarifas para pagar el congelamiento. Resulta paradójico el incremento que tendremos, si pensamos que el primer congelamiento de tarifas en 2019 buscó evitar un incremento de un 9% en las tarifas eléctricas.

Licitaciones de suministro regulado: Involución en el mercado eléctrico

Adicional a ello, este menor interés de los agentes de mercado se traducirá en menores niveles de competencia y, seguramente, incidirá en precios más altos, que incorporarán los “riesgos regulatorios” en las ofertas presentadas. Esto corre el riesgo de que el mercado se vaya cerrando paulatinamente y volvamos con ello a los problemas del 2006 al 2008. No tropecemos dos veces con la misma piedra. Evitemos la involución de nuestro mercado eléctrico y aseguremos que los clientes regulados mantengan la opción de obtener precios eficientes.

NOTICIAS

Aporte de las ERNC a la generación eléctrica toca nuevo máximo histórico tras superar el 40% en el primer trimestre

Tras un histórico 2023, en que el **63% de la energía eléctrica generada** en Chile provino de **fuentes renovables** (37% de no convencionales y 26% de las centrales hidroeléctricas tradicionales), las tecnologías limpias siguen incrementando su participación hacia un nuevo récord durante este 2024.

Así se aprecia en los registros del Coordinador Eléctrico Nacional, que el lunes 08 de abril publicó cifras relativas a la generación eléctrica en lo que va del año, detallando que las **energías renovables no convencionales (ERNC) alcanzaron el 41,3%** del total. Esto, tras registrarse un aumento del 4% en la generación acumulada entre enero y marzo, que llegó a 21,69 TWh.

Dicho resultado se da tras un **alza del 43,6%** en la participación de la **energía hidráulica**, tipo de fuente que combina tanto el aporte de los grandes embalses como el de las centrales de pasada, aunque sólo estas últimas se consideran ERNC. En conjunto, ambas explicaron **6,09 TWh del total**.

Los embalses son los que más empujaron el carro de las energías renovables, al incrementar su participación en un 60,5%, llegando a los 3,37 TWh, mientras que las centrales de pasada aumentaron su generación entre enero y marzo en un 27,1%, llegando a 2,72 TWh.

En segundo lugar, destacó la **energía generada por el sol**, que **subió un 12,8%**, con un total de 5,3 TWh, mientras que en tercera ubicación quedó la **eólica**, con un **alza del 7,4%**, alcanzando los 2,48 TWh.

En contraste con lo anterior, el aporte de las fuentes **térmicas retrocedió en un 19,2%**, llegando a 7,68 TWh.

De esta forma, la participación por sobre el 40% de las ERNC significa un nuevo nivel histórico para las fuentes limpias de generación en Chile. En los últimos cinco años, dicho conjunto de tecnologías viene incrementando sostenidamente su aporte a la matriz energética chilena. **En 2019 representaban el 20% del total**, pero en **2023 alcanzaron el 37%**.

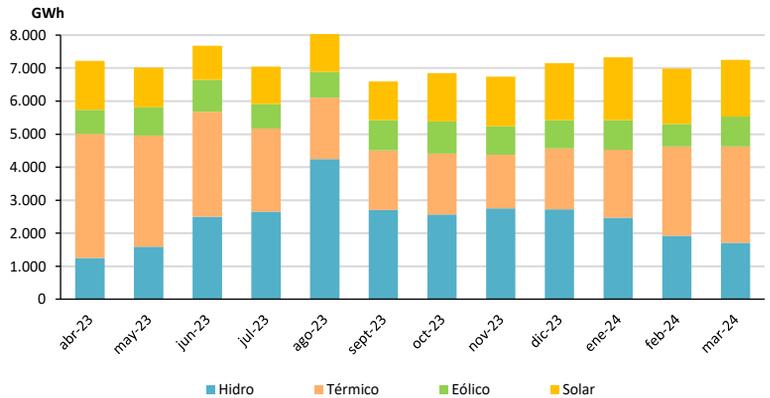
Asimismo, las previsiones para 2024 es que se mantengan en torno a la cifra alcanzada el primer trimestre del año. Es decir, del orden de un 40%.

Según el último listado de proyectos en construcción de la Comisión Nacional de Energía (CNE), existen cerca de **36 proyectos que podrían entrar en operaciones durante el presente año**, y que agregarían una capacidad instalada por sobre los **3.400 MW** al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). De ellos, se estima que más de 3.000 MW, corresponden a iniciativas solares fotovoltaicas, eólicas y centrales de pasada.

Fuente: La Tercera (01/04/2024)

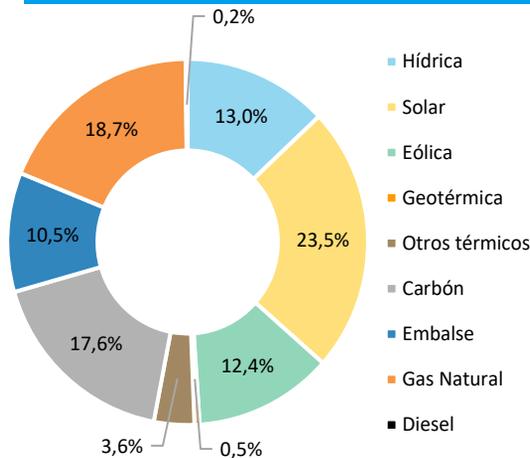
ESTADÍSTICAS MARZO 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN MARZO 2024

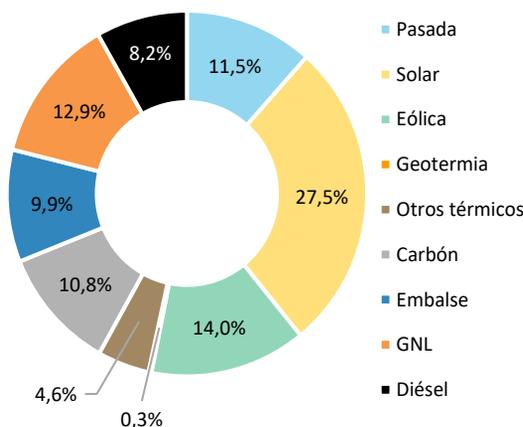


Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	1.713
Térmica	2.916
Eólica	905
Solar	1.714
Geotermia	34
Total	7.283

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN FEBRERO* 2024



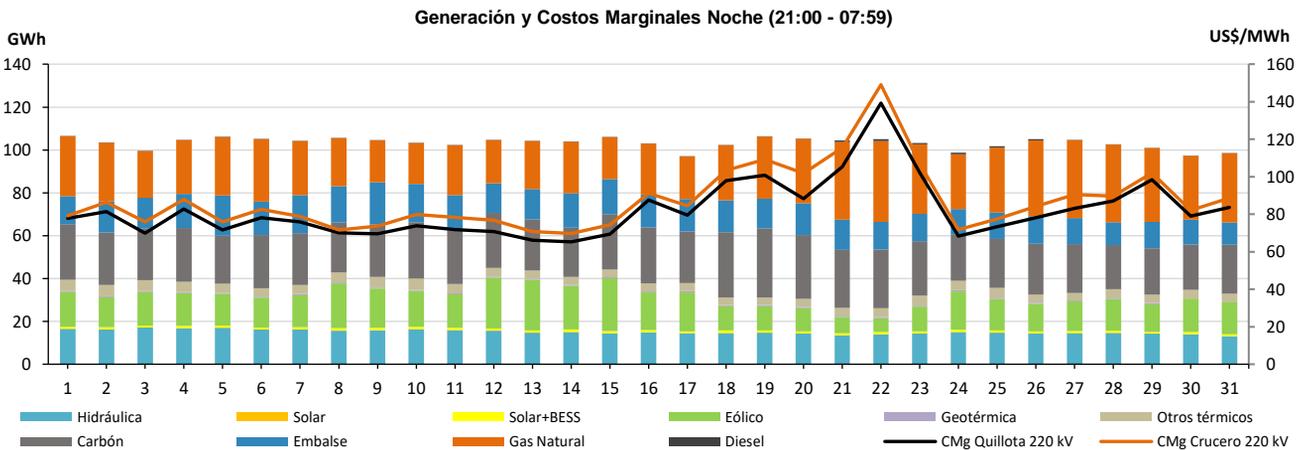
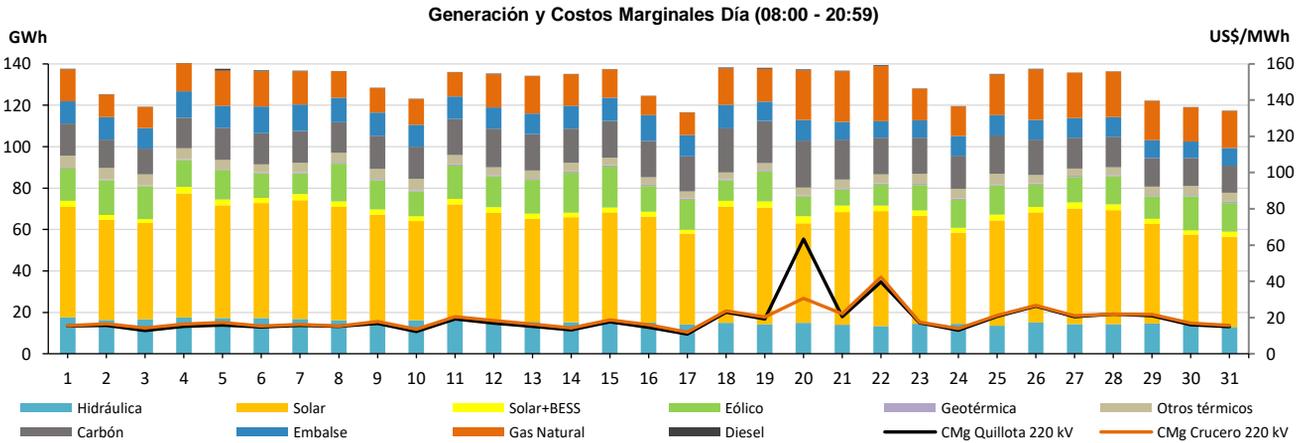
Capacidad instalada SEN (MW)

Hidráulica	7.506
Térmica	12.895
Eólica	4.892
Solar	9.620
Geotérmica	95
Total	35.007

Fuente: Coordinador Eléctrico

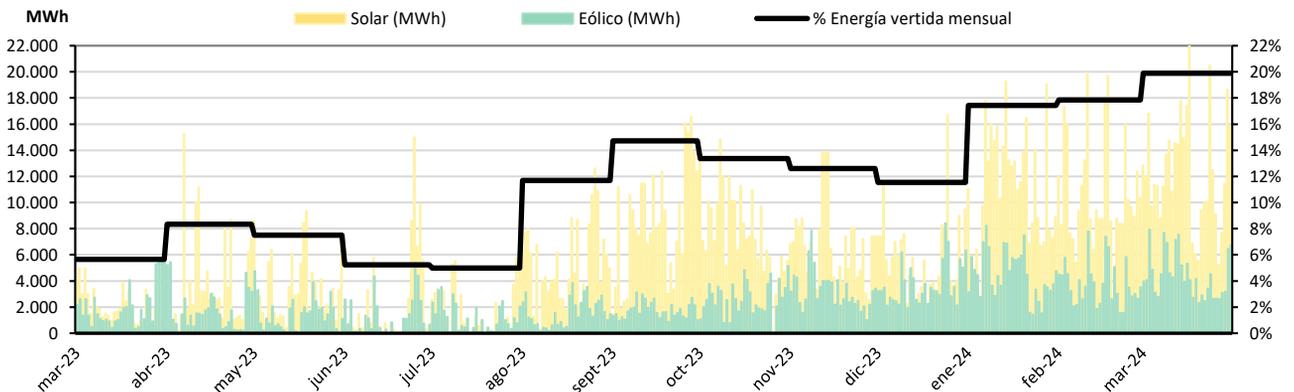
*Última actualización del CEN de febrero 2024

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, marzo 2024



* Solar + BESS: Incluye centrales híbridas puestas en operación.

Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, marzo 2023 – marzo 2024

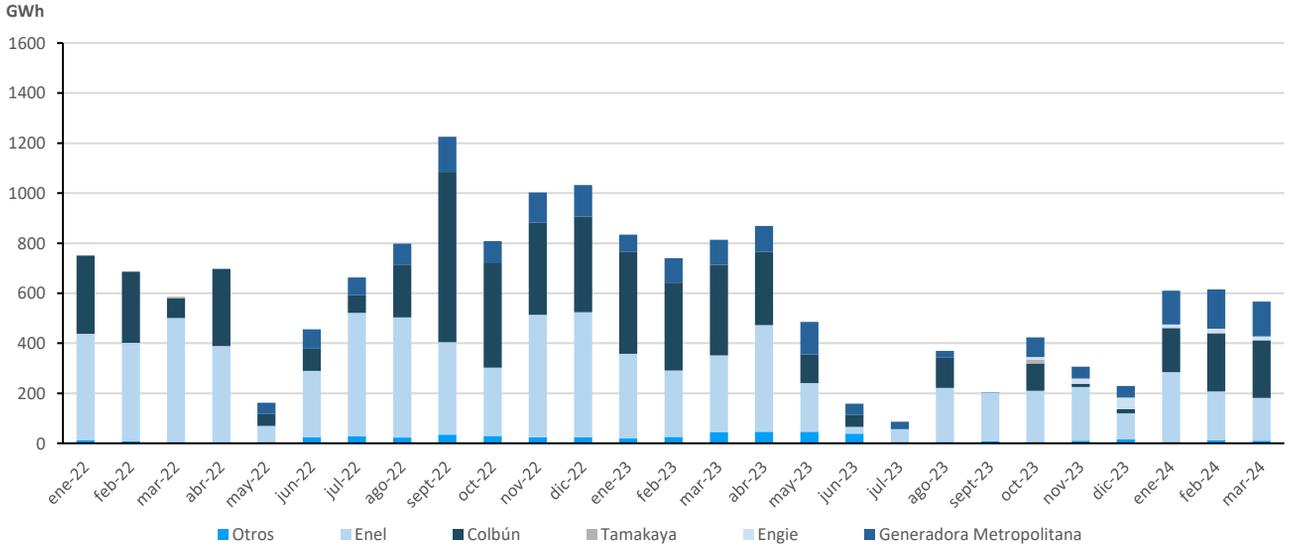


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde marzo del año 2023 hasta marzo* del año 2024, 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 marzo 2024 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

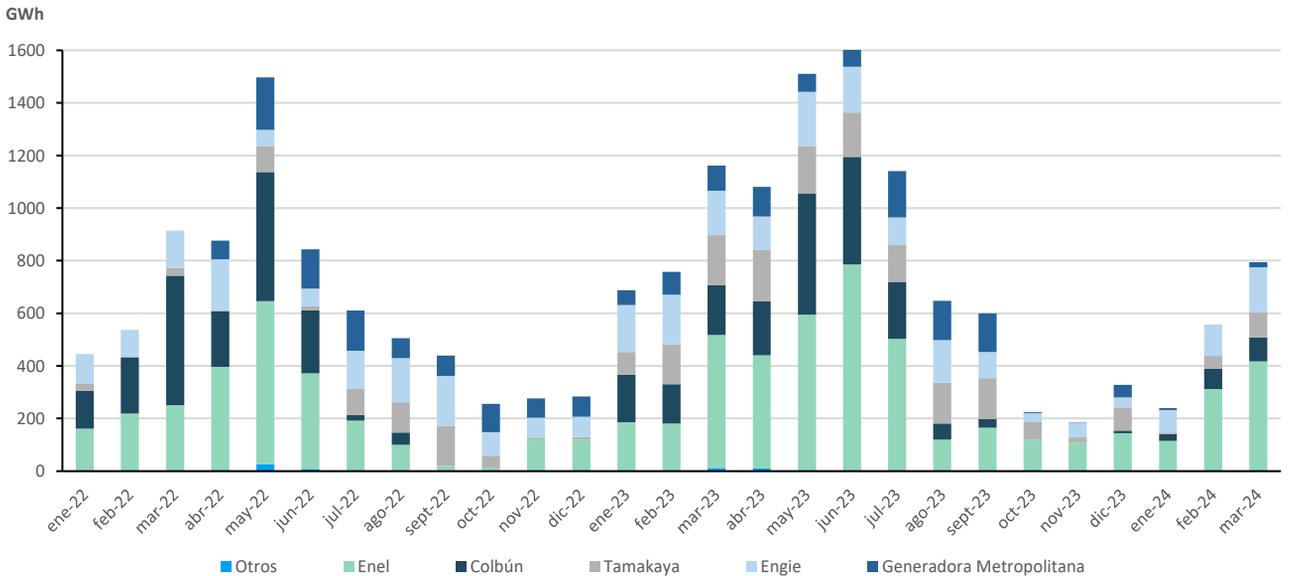
Generación histórica Gas Natural Argentino



En marzo de 2024 se generaron **794,3 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **40,5%** se atribuye a **Colbún**, un 30,4% a Enel, un 24,4% a Generadora Metropolitana, un 2,9% a Engie, y el 1,8% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En marzo de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **794,3 GWh**, lo que representó el **18,7% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **52,3%** es atribuible a la empresa **Enel**, un 21,6% a Engie, un 12% a Tamakaya, un 11,5% a Colbún, un 2,5% a Generadora Metropolitana y el 0,1% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM marzo 2024 (\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kv	46,7
Precio Nudo Crucero 220 kv	48,9
PMM SEN	102,0

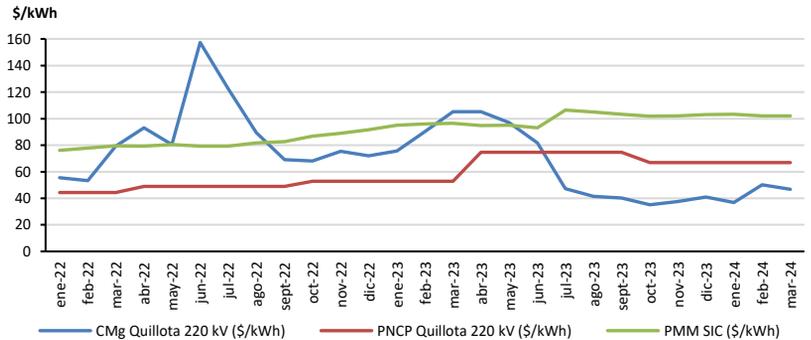
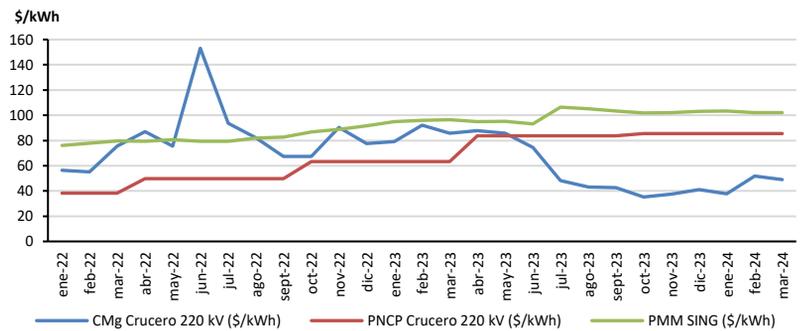
Fuente: CNE

Costos marginales promedio marzo 2024 (\$/kWh)

Crucero 220 kv	48,9
Cardones 220 kv	47,6
Pan de Azúcar 220 kv	47,2
Quillota 220 kv	46,7
Charrúa 220 kv	46,2
Puerto Montt 220 kv	61,2

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA
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
Pérdidas de energía aumentan y alcanzan más del 18% de producción eólica y solar del país en el primer trimestre

Según cifras que fueron publicadas la semana pasada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), que reflejan el registro mensual de las reducciones de centrales ERV (eólica y solar) durante la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), **entre enero y marzo se perdieron un total de 1.461,6 GWh**. Dicha cifra da cuenta de una marcada aceleración en relación con lo visto en el mismo trimestre del 2023 y el cuarto previo, cuando los vertimientos alcanzaron los 457,5 GWh y 1.205,5 GWh, respectivamente.

Así, en lo que va del año, los recortes de energía **aumentaron en un 219% en la comparación anual** y un **21% en la comparación respecto del trimestre previo**. Además, los vertimientos registrados **entre enero y marzo de 2024 ya representan un 54,8% del total de 2023**, cuando las pérdidas de energía llegaron a 2.666,9 GWh.

Pero aún más, la proporción de vertimientos sobre la energía generada por las fuentes solares y eólicas refleja la magnitud del fenómeno. De acuerdo con el Coordinador Eléctrico Nacional, en los primeros tres meses del año, dichas tecnologías generaron un total de 7.815 GWh en el SEN. De acuerdo con ello, se tiene que los recortes alcanzaron un 18,7% de la energía renovable variable producida en Chile en el primer trimestre del año. Casi un quinto del total.

Además, destacan que de los casi 1.500 GWh vertidos en el primer trimestre, **“el 90% se debe a la mayor generación de renovables en horario en que la demanda no es suficiente para consumir toda esta producción**. Es decir, las limitaciones en la capacidad del corredor norte-sur explican del orden del 10% de los recortes. El fenómeno responde a la mayor generación solar, eólica e hidráulica que se ha registrado en estos primeros tres meses, respecto del mismo período del año anterior”.

En esa línea, subrayan que, al comparar con los reportes del año pasado, cerca del 50% del total de los recortes se explicó por congestiones en el sistema transmisión, **“sin embargo, si se analiza sólo el segundo semestre, y dadas las precipitaciones que hubo desde finales de junio en adelante, un 20% se explicaría por la congestión en transmisión**. Esto tiene explicación, principalmente, por la mayor generación hidráulica desde la zona sur”.

Otra línea de análisis desde el Coordinador apunta a que **la capacidad instalada solar y eólica ya suma del orden de 14.400 MW**, **“los que si bien están mayoritariamente en la zona norte (9.600 MW), ya tienen también una presencia importante en la zona centro-sur**, lo que explica que en horario solar se deban hacer recortes en prácticamente todo el sistema. Sólo la capacidad solar suma cerca de **9.900 MW**, muy cercano a la **demand diurna, que está entre 10.000 y 11.000 MW”**.

Balance ERNC Febrero 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.267
Obligación ERNC (GWh)	1.022
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,3%
Inyección ERNC (GWh)	2.737
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	43,7%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

La planta de almacenamiento más grande de Latinoamérica inició su operación comercial en la Región de Antofagasta

El lunes 18 de marzo, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) otorgó autorización a Engie Chile para operar comercialmente BESS Coya, el mayor parque de baterías de almacenamiento de energía de Latinoamérica.

La iniciativa tiene una capacidad de almacenamiento de **638 MWh**, con **139 MW de capacidad instalada**. Esto se traducirá en 255 MW (aprox.) de potencia por 5 horas de descarga de energía principalmente en las noches, lo cual permite tener una mayor flexibilidad en el sistema.

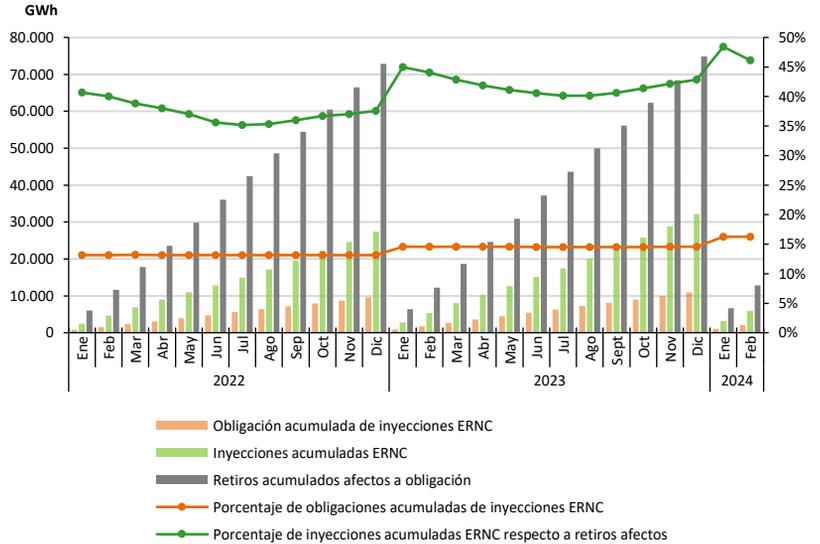
El proyecto usa la tecnología Battery Energy Storage System (BESS, por sus siglas en inglés), que consiste en utilizar baterías de litio para almacenar la energía renovable generada por el Parque Fotovoltaico Coya (180 MW), ubicada en María Elena, región de Antofagasta.

BESS Coya cuenta con 232 contenedores que se reparten uniformemente en los 58 inversores de la planta solar. Permite suministrar energía durante 5 horas, lo que equivale en una entrega de 200 GWh en promedio al año.

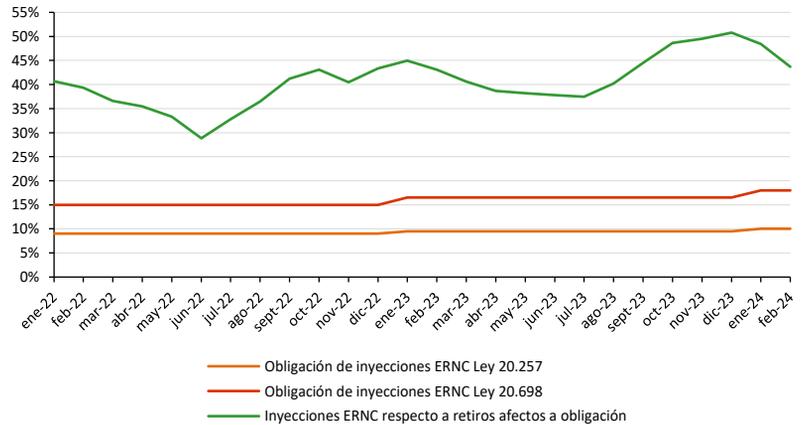
Fuente: La Tercera (18/03/2024)

BALANCE ERNC FEBRERO 2024

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2022 hasta febrero 2024



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) en el mes de febrero 2024, corresponden a **12.885 GWh**.

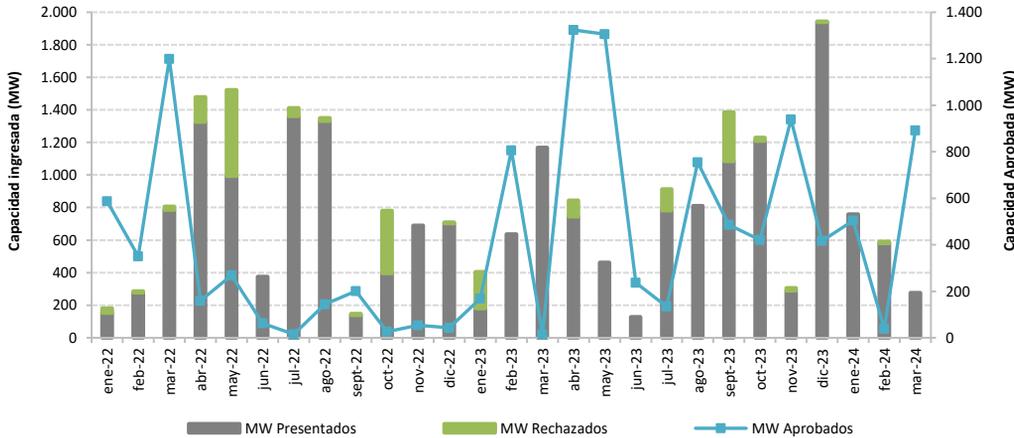
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de febrero 2024 correspondió a **2.098 GWh**, lo que corresponde a un **16,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC febrero 2024, fueron de **5.942 GWh**, lo que corresponde a un **43,7%** 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 marzo 2024



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en marzo de 2024 ingresaron un total de **1.169,6 MW** de potencia. Se registraron **891,8 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos en calificación en el SEIA en marzo 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Casas Viejas Solar	LUZ DE SOL 5 SPA	141	Solar + BESS	12-03-2024
Planta Fotovoltaica Corniglia	Corniglia SpA	9	Solar + BESS	25-03-2024
Proyecto Solar Fotovoltaico Guanay	PSF Guanay SpA	120	Solar + BESS	27-03-2024
Parque Fotovoltaico Graneros	PARQUE SOLAR BADAJOZ SPA	7	Solar	28-03-2024

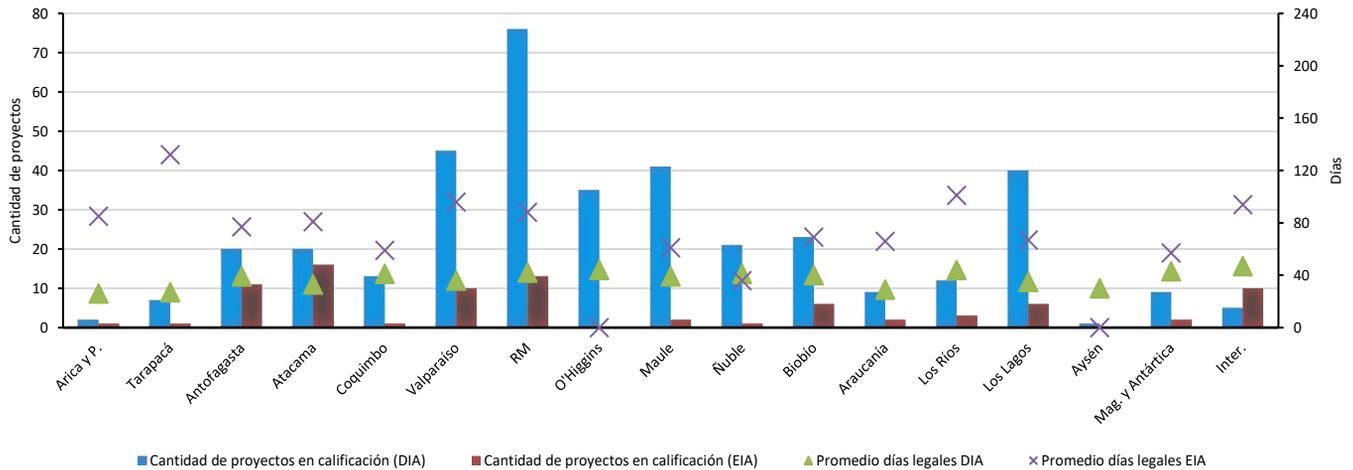
Principales proyectos aprobados en el SEIA en marzo 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Los Lagos del Sur	Eólica Los Lagos SpA	283.8	Eólico	27-05-2022
Parque Eólico Pemuco	Engie Energía Chile S.A.	194.4	Eólico	19-10-2022
PSF Leo Bio	PSF LEOBIO SPA	7.68	Solar	21-02-2023
Parque Fotovoltaico Cristales	Cristales SpA	379	Solar + BESS	22-03-2023
Parque Fotovoltaico Yeco9	PFV YECO SPA	9	Solar	20-04-2023
Parque Solar Rio Bueno	BLUE LIGHT ENERGY SPA	9	Solar + BESS	21-04-2023
Parque Solar Burgos	BLUE SOLAR VEINTE SPA	9	Solar + BESS	24-05-2023



Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedio 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 2023 hasta febrero de 2024. (*última actualización del SEIA a febrero 2024)



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

CNE da puntapié inicial a proceso de cambio a norma técnica de pequeños medios de generación

Hace solo unos meses, la Comisión Nacional de Energía (CNE) anunció cambios en la norma técnica de conexión y operación de PMGD, mientras el Ministerio también hará lo suyo a través de una revisión al Decreto Supremo 88 que regula estas unidades. En ese contexto, la CNE dio el puntapié inicial en este trabajo al emitir la resolución exenta N°130, en que se da por comenzado el procedimiento de modificación de dicha norma en instalaciones de media tensión.

Así, la entidad formuló un llamado público en el Diario Oficial, para manifestar interés en participar en el Comité Consultivo Especial sobre esta materia, cuyo plazo vence el próximo 26 de abril. Los interesados en participar en esta instancia podrán manifestar su interés a través de la plataforma digital del trámite, denominado "Manifestación de Interés para Comités Consultivos Especiales", en sitio web de la CNE o en sitio web gubernamental "cerofilas".

Según detalló la CNE en un comunicado, la modificación tiene por objeto incorporar disposiciones relativas a la operación, monitoreo y control de los PMGD. Lo anterior, en virtud de que la operación de los PMGD resguarde la calidad y seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Del mismo modo, añadió, "adecuar criterios y condiciones para el tratamiento de las congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal producto de las inyecciones de este tipo de proyectos de generación".

La CNE señaló que las materias que se abordarán en el proceso normativo incluyen aquellos aspectos que, a raíz del procedimiento normativo anterior, requieren una mayor profundidad y discusión con los distintos actores involucrados del sistema eléctrico.

Entre los principales cambios que ya entraron en vigencia desde la publicación de la última modificación para esta Norma Técnica en febrero, se encuentran las exigencias para la publicación de la Información Pública de las Redes de Distribución, con el fin de disponer la información necesaria para el desarrollo de proyectos. Así mismo, se introdujo un capítulo particular a efectos de establecer un procedimiento normado para la formulación de controversias.

Se suma que se incorporan los plazos máximos que tienen que cumplir las Empresas Distribuidoras para ejecutar las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes. También, se ajusta el Procedimiento de Conexión en cuanto a etapas y antecedentes, además de incorporar el Proceso de Conexión Expeditivo y ajustar consideraciones y exigencias de los Estudios de Conexión, entre otras materias.

Cabe recordar que las autoridades han encendido las alertas por el fuerte crecimiento de estas unidades con excedentes menores o iguales a 9 MW, en su mayoría solares.

Fuente: Diario Financiero (03/04/2024)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2024

Según el Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2024, se proyecta una capacidad instalada adicional de **18.820 MW** para el año 2034. Esta estimación abarca tanto las centrales en construcción como las recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En cuanto a las centrales hidroeléctricas, se prevé una potencia adicional instalada de **766 MW** para el año 2034.

En el caso de las centrales térmicas, se proyecta la instalación de **11 MW** entre instalaciones Biomasa, GNL y Diésel antes de 2034, sin contemplar ninguna adicional posteriormente a ese año.

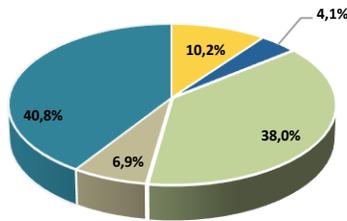
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **1.916 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

Por otra parte, se anticipa una capacidad adicional de **7.153 MW** para las centrales eólicas hasta el año 2034.

Por último, se calcula una capacidad de almacenamiento de **7.671 MW**.

Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

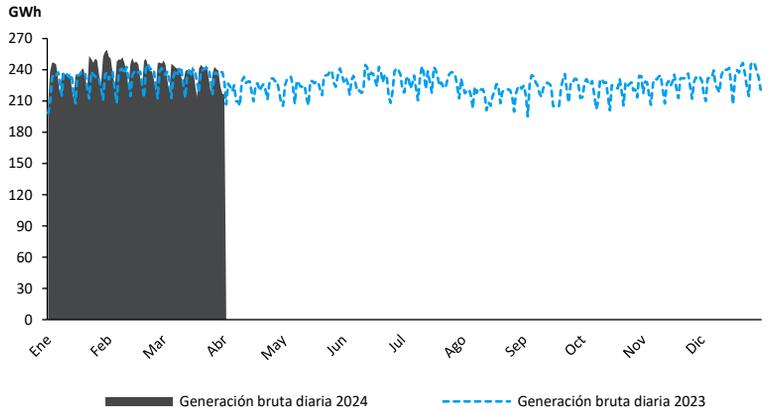
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2034



- Solar Fotovoltaico
- Hidro
- Eólico
- Diésel
- Almacenamiento

Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2023 hasta marzo 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	11.556
2023	11.549

Fuente: Coordinador Eléctrico

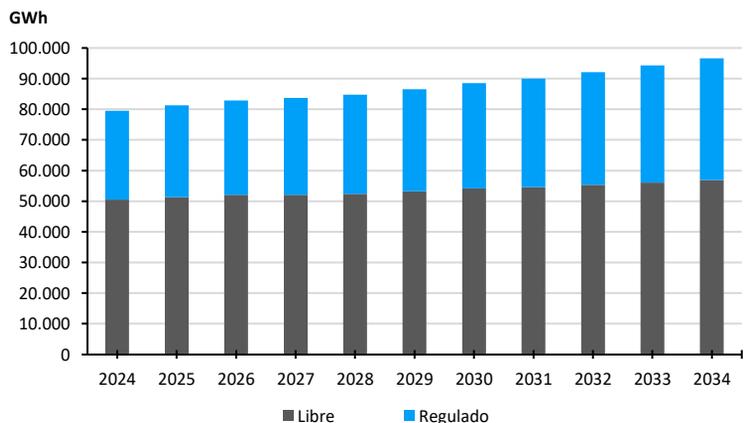
Capacidad Febrero* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Feb. 2024	Rec. 2034
Eólica	4.892	7.153
Geotermia	95	0
Hidro	7.506	766
Solar	9.620	1.916
Térmico	12.895	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	7.671
Total	35.007	18.820

Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Febrero 2024

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Cardonal (Eólica)	33	Abr-24	Manantiales (Eólica)	27	Abr-24
San Matías (Eólica)	82	May-24	CEME Etapa I (Solar)	350	Jun-24



NOTICIAS

CNE publica Informe Técnico Final sobre Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión 2024-2027

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N°163, que aprueba el Informe Técnico Final de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024-2027, donde se consideró un total de **2.193 tramos de transporte y 1.264 tramos de subestaciones**.

Según señala el documento, el mayor número de tramos de transporte se concentra en la transmisión zonal (1.178), representando 53,7% del total de instalaciones, mientras que los tramos de subestaciones se ubican preferentemente en la transmisión dedicada (619), lo que equivale a 48,97% de este tipo de instalaciones.

Por zonas del Sistema Eléctrico Nacional, la mayor cantidad de instalaciones calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal se localiza en las regiones de O'Higgins, Maule, Ñuble y Biobío, correspondientes a la Zona E del Sistema de Transmisión Zonal.

La calificación de instalaciones tiene el objetivo de identificar y clasificar las instalaciones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, separando el sistema en dos grandes categorías, aquellas que forman parte de las instalaciones de servicio público y aquellas que pertenecen al segmento de transmisión dedicada.

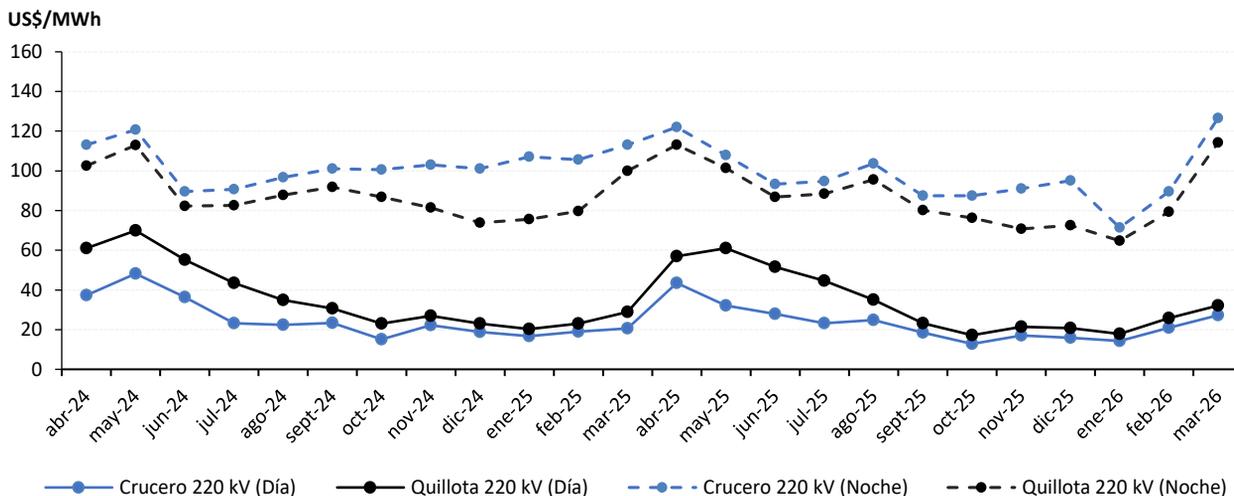
De conformidad a la Ley General de Servicios Eléctricos, esta clasificación se mantiene fija por un período de 4 años, momento en el cual se vuelven a calificar las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional. Cabe destacar que este proceso es crucial para la valorización de los sistemas de transmisión, que determina, entre otros aspectos, cómo y quién debe remunerar las instalaciones de transmisión.

El Informe Técnico Final señala que los participantes y usuarios e instituciones interesadas, inscritos en el Registro de Participación Ciudadana correspondiente a este proceso, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 101° de la Ley, tendrán diez días desde la notificación del referido informe para presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos, entendiéndose que existe discrepancia si quien hubiere formulado observaciones técnicas al Informe Técnico Preliminar persevera en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones técnicas al Informe Técnico Preliminar considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el Informe Técnico Final (inciso cuarto del artículo 101° de la Ley).

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 de Tarifas y costos para Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis y desarrollo de nuevas regulaciones

www.valgesta.com

A partir de Junio y durante el segundo semestre del año 2024, se produce una disminución de la proyección de costos marginales, tanto para las horas diurnas como vespertinas. Respecto a los precios de la noche, no superan los **100 US\$/MWh**. Y en relación con las horas del día, se mantienen bajo los **55 US\$/MWh**. Esto es debido al mayor aporte de energía solar que se presenta en aquellas horas específicas.

Asimismo, se muestra que el precio más alto para este año se generaría durante el mes de mayo, llegando a un valor de **120,8 US\$/MWh** en horas nocturnas. Esto se asocia a los precios de los combustibles fósiles, y a la situación de escasez hídrica actual.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **24,3 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **35,4 US\$/MWh**. La diferencia de precios que se observa en ciertos periodos –tal como se observa en los meses de noviembre 2024 a febrero 2025– se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar, y exceso de oferta en los meses mencionados.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es **100,5 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **87,5 US\$/MWh**.

Los precios proyectados están condicionados al aporte hídrico. Es decir, si hay una menor cantidad de lluvia –lo cual es probable considerando el fenómeno de la niña que se aproxima según las proyecciones meteorológicas–, los costos marginales tenderían a aumentar.

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