



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | N°3 | MARZO 2024

VALGESTA.COM

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

in

Pequeños medios de generación distribuida: una oportunidad para reducir las cuentas de los clientes regulados

La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) dispone que, mediante reglamento, se deben determinar “los mecanismos de estabilización de precios” aplicables a la energía inyectada” por medios de generación o sistemas de almacenamiento de hasta 9 MW de potencia, los que corresponden a PMG (conectados en sistemas de transmisión) o PMGD (conectados en redes de distribución).

El fundamento de esta regulación tenía relación con la dificultad que tendría el titular de un medio de generación de este tamaño para conseguir contratos de suministro con clientes finales y para participar del mercado spot, lo que representaba una barrera para el desarrollo de estos medios cuya cercanía con la demanda, generaba ciertos beneficios que ameritaban una regulación de esta naturaleza, tales como una reducción de las necesidades de inversión en transmisión. De esta manera, el mecanismo de estabilización de precios permitiría a los pequeños generadores acceder al mercado “spot”, sin enfrentar la volatilidad instantánea de los precios de dicho mercado, facilitando el financiamiento del proyecto.

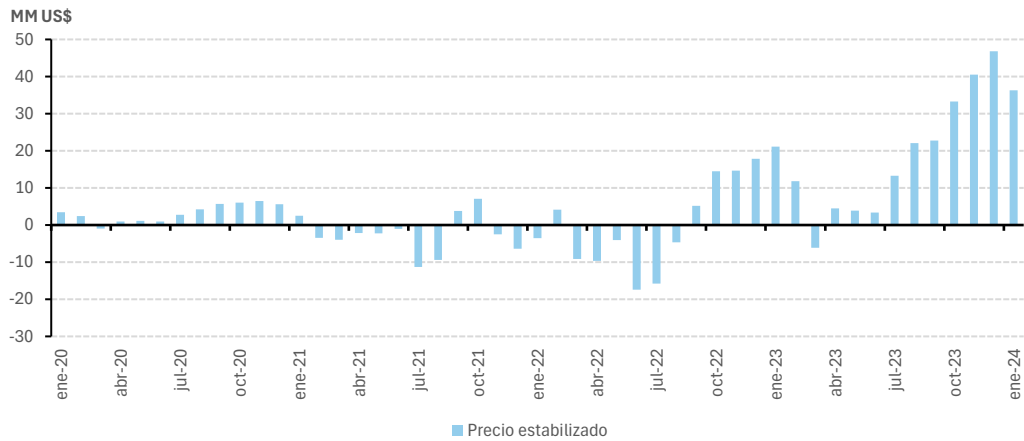
El mecanismo de estabilización de precios fue regulado a través del Decreto Supremo N°244 del año 2006¹, estableciendo que el precio estabilizado correspondía al precio de nudo de corto plazo de energía, determinado semestralmente por la CNE, referido en la respectiva barra troncal asociada al punto de inyección del pequeño generador. La diferencia entre la valorización de las inyecciones del pequeño generador a precio estabilizado y el costo marginal horario correspondiente, era asignada a todos los generadores que efectuaban retiros de energía del sistema.

Tal como lo muestra la siguiente gráfica, entre los años 2020 y 2022, estas diferencias implicaban “pagos” del generador hacia los pequeños medios; y en otras ocasiones los generadores recibían estas diferencias.

¹ Modificado por el D.S. 88/2020, el que en entre otras modificaciones introduce un nuevo mecanismo de estabilización de precios asociado a bloques horarios. No obstante, casi la totalidad de la capacidad instalada y proyectada de PMG y PMGD utilizarán el mecanismo de estabilización de la antigua regulación, hasta julio de 2034.

Pequeños medios de generación distribuida: una oportunidad para reducir las cuentas de los clientes regulados

Gráfico 1. Total Diferencias mensuales Costos Marginales reales y precio estabilizado

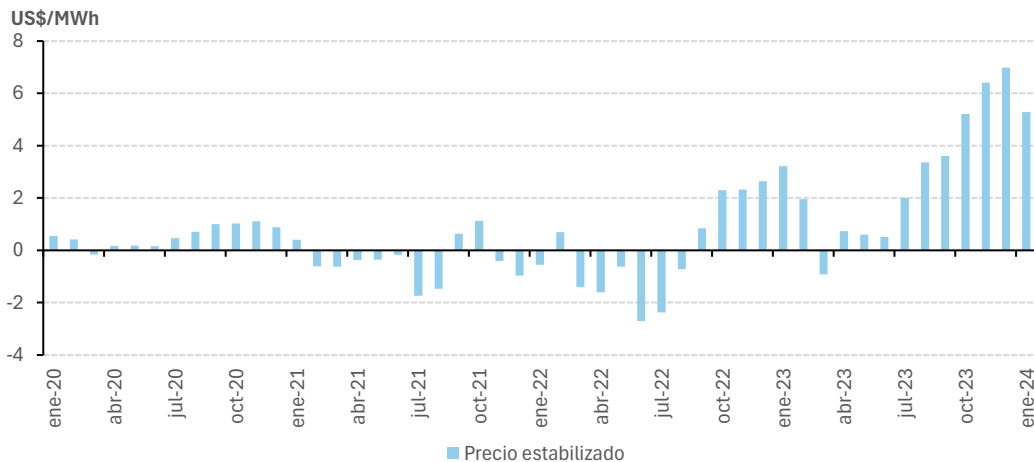


Fuente: Elaboración propia en base a la información del CEN

Como puede apreciarse, durante el año se producía una “compensación” entre aportes y recursos que recibían por mayores costos marginales respecto del precio estabilizado. De esta manera, el mecanismo tendía a tener un comportamiento neutro.

Sin embargo, en el año 2023 este efecto “neutro” mostró un cambio en su comportamiento. A mayor abundamiento, el mecanismo generó costos muy relevantes para todos los generadores que efectúan retiros del sistema, alcanzando valores sobre los USD 6/MWh en los últimos meses del año pasado, como lo muestra la siguiente gráfica.

Gráfico 2. Costo de compensación a PM por MWh de retiro

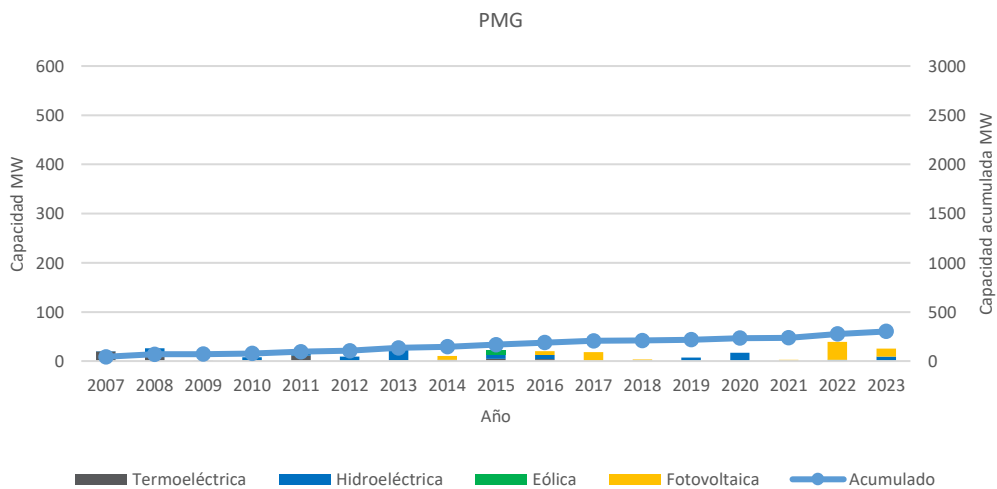
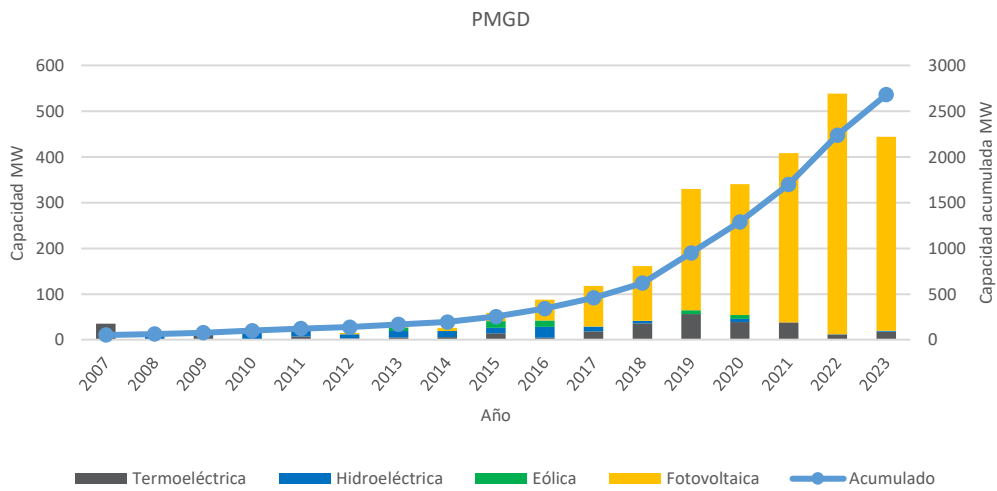


Fuente: Elaboración propia en base a la información del CEN

Pequeños medios de generación distribuida: una oportunidad para reducir las cuentas de los clientes regulados

Este nuevo escenario se puede explicar, fundamentalmente, por el aumento que ha alcanzado la capacidad instalada de los pequeños medios de generación y la reducción de los costos marginales por el mayor aporte hidroeléctrico el año pasado.

Respecto de lo primero, a la fecha existe una capacidad instalada de 2.696 MW de PMGD y 302 PMG. La siguiente gráfica muestra la evolución que ha tenido el desarrollo de estos proyectos desde que comenzó el beneficio:



Pequeños medios de generación distribuida: una oportunidad para reducir las cuentas de los clientes regulados

Adicionalmente, se encuentran declarados en construcción por parte de la CNE un total de 1720 MW de PMGD y 270 MW de PMG, los que de materializarse totalizarían 4.988 MW de potencia en pequeños medios de generación.

Respecto del aporte hidroeléctrico y su impacto la compensación de PMGD y PMG, tal como lo indicamos en nuestra editorial de febrero de 2024, un mayor o menor aporte hidroeléctrico es relevante en el comportamiento de los costos marginales del sistema, por lo que esta condición impacta sobre la magnitud de la compensación a entregar.

Esto ha generado preocupación en algunos agentes del mercado, ya que, de mantenerse las mismas condiciones, la compensación que deben realizar los generadores que tienen contratos con clientes finales, podría impactar de manera relevante en el equilibrio financiero de sus proyectos. De esta manera, creemos que se requiere evaluar si la manera más eficiente de sostener el mecanismo es a través de este “subsidio cruzado” entre generadores o buscar mejores alternativas.

En este sentido, actualmente la totalidad de la energía inyectada por los PMGD es consumida por los clientes regulados, valorizándose esta energía al precio promedio de los contratos regulados (Precio de Nudo Promedio o PNP). A nuestro entender, sería más razonable que el precio que paguen los consumidores regulados por la energía proveniente de los PMGD sea valorizado al precio estabilizado, ya que ese es el precio al cual se “coloca” esa energía en el sistema para ser consumida por los clientes regulados. De esta manera, el precio por el componente de energía que paguen los clientes regulados se compondría por el precio promedio de los contratos licitados, en la cantidad de energía proveniente del sistema de transmisión (mercado spot) y por el precio estabilizado, en la cantidad de energía inyectada por los PMGD, debiendo la compañía distribuidora pagar a unos y otros los precios que correspondan a sus contratos o el precio estabilizado, según corresponda.

Este cambio representaría potencialmente en una reducción de entre un 4% a un 5% para las tarifas residenciales reales. En efecto, el PNP correspondiente al primer semestre del año 2024 sin efecto de los mecanismos de congelamiento de las tarifas, es de 98.2 USD/MWh; a su vez, el precio estabilizado para PMGD para el mismo período corresponde a 64.5 USD/MWh. Este menor valor haría que el cálculo promedio ponderado por la energía proveniente de los contratos regulados y de los PMGD, tenga un valor de 92.0 USD/MWh, representando un beneficio de USD 180 millones de menores costos para los consumidores en 2024. Como bien sabemos, uno de los problemas más acuciantes del sector hoy lo representa el proceso de normalización tarifaria y los impactos que tendrán en los clientes regulados el sinceramiento de las tarifas, por lo que una medida como ésta no sólo se justifica técnicamente, sino que también desde una perspectiva social.

Pequeños medios de generación distribuida: una oportunidad para reducir las cuentas de los clientes regulados

De esta manera, de aplicarse una modificación en este sentido, primero se eliminaría la distorsión que representa el subsidio cruzado entre generadores con contratos (que efectúan retiros del sistema) y los PMGD, y segundo, se asignarían correctamente a los clientes regulados el valor de la energía según el proveedor de origen.

Finalmente, si bien la modificación introducida por el D.S. 88/2020 al mecanismo de estabilización resolvió en parte los problemas derivados de la regulación previa, creemos que, para una nueva etapa de desarrollo de los pequeños medios de generación, es necesario que la autoridad determine con claridad cuáles son los beneficios que estos medios le entregan al sistema y a los clientes finales. Determinados esos beneficios y quiénes los reciben, se debiese considerar cuál es el mecanismo de incentivo para esta nueva etapa de desarrollo, el tamaño máximo de ese mercado para capturar los beneficios y quién debiese pagar el costo del mecanismo de incentivo. Dentro de las alternativas a explorar, se podría implementar un mecanismo de licitación para clientes regulados, donde los PMGD accedan a la posibilidad de firmar contratos de largo plazo con empresas distribuidoras bajo condiciones que permitan maximizar el beneficio social de la medida, de tal manera que el precio que se determine no tenga una fuente administrativa, sino que represente el precio más eficiente que el mercado pueda ofrecer, considerando los beneficios que entregarían a los clientes regulados este tipo de desarrollo.

NOTICIAS

Fuentes hídricas representaron un tercio de la generación eléctrica en enero

Tras un año en que la energía embalsada alcanzó un peak sobre los **5.700 GWh de energía embalsada** hacia fines del ejercicio pasado, la participación de las fuentes hídricas alcanzó un tercio del total durante el primer mes del año. Así lo reflejan las cifras del informe mensual elaborado por el Coordinador Eléctrico, correspondiente a enero de 2024.

El documento detalla que la generación de origen hídrico llegó a **33,4%** del total en el primer mes del año, con **2.465,1 GWh**. El resultado supera con creces lo visto hace 12 meses, cuando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) reportaba un 22,6% de participación de dicho tipo de tecnología.

En la comparación anual, la energía hidroeléctrica **aumentó en 54,3%**, frente a los 1597,7 GWh aportados en la generación durante el mismo mes de 2023.

En tanto, durante enero de 2024, la participación de la energía solar y eólica continuó su tendencia al alza, luego que ambos tipos de tecnologías alcanzara una participación conjunta en el último ejercicio del **32%**. En el primer mes del año, las centrales fotovoltaicas representaron el **25,8%** del total, mientras que las eólicas aportaron el **12,2%** de la energía total generada en el país. Cada una registró un aumento del **14,1%** y **15,7%**, al comparar con su desempeño anotado en enero de 2023.

En contrapartida, las energías provenientes de fuentes térmicas anotaron un notorio retroceso al inicio del presente ejercicio. Durante enero, el conjunto de las centrales a carbón, diésel y gas natural aportó un total de **2074,1 GWh**, cifra que supuso una disminución de **29,5%** frente a los **2940,2 GWh** registrados en 2023.

Con ello, las tecnologías más contaminantes pasaron de representar un **28,1%** en el inicio del año, frente al **41,6%** que marcaban a inicio del ejercicio pasado.

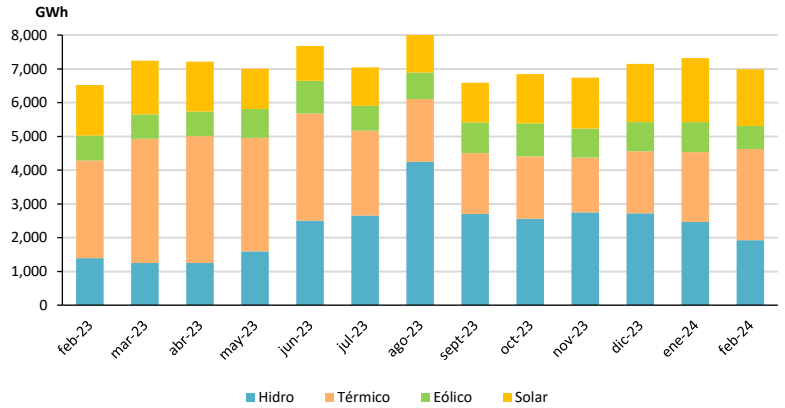
La menor participación de las tecnologías térmicas responde a la nueva realidad que enfrenta la matriz eléctrica, con el acelerado retiro de diversas centrales a carbón. A fines de 2023, AES Andes concretó el retiro de la Unidad 2 de Ventanas, que contaba con una potencia bruta de 208 MW. A dicho hito se sumó el retiro de la Central Renca, operada por Generadora Metropolitana, que dejó de operar el 10 de noviembre.

A fines del primer trimestre, se concretará la desconexión de otra carbonífera, Norgener, la cual cesará sus operaciones el próximo 31 de marzo.

Fuente: La Tercera (11/03/2024)

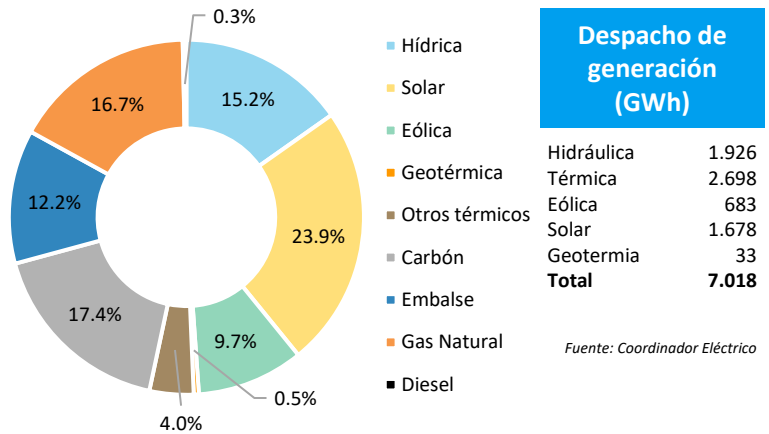
ESTADÍSTICAS FEBRERO 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN FEBRERO 2024

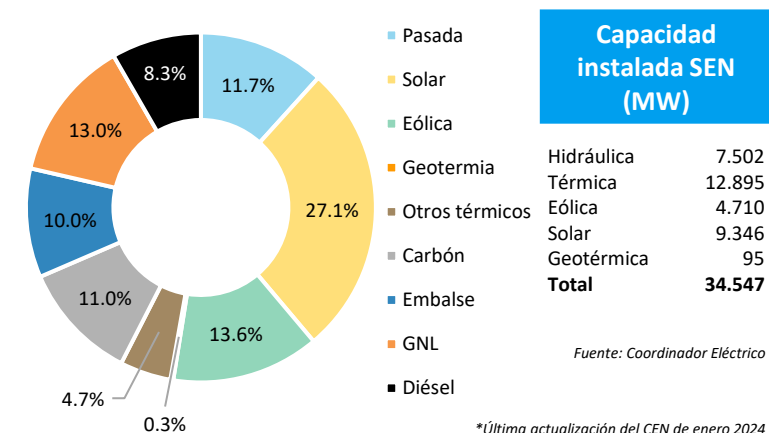


Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	1.926
Térmica	2.698
Eólica	683
Solar	1.678
Geotermia	33
Total	7.018

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN ENERO* 2024



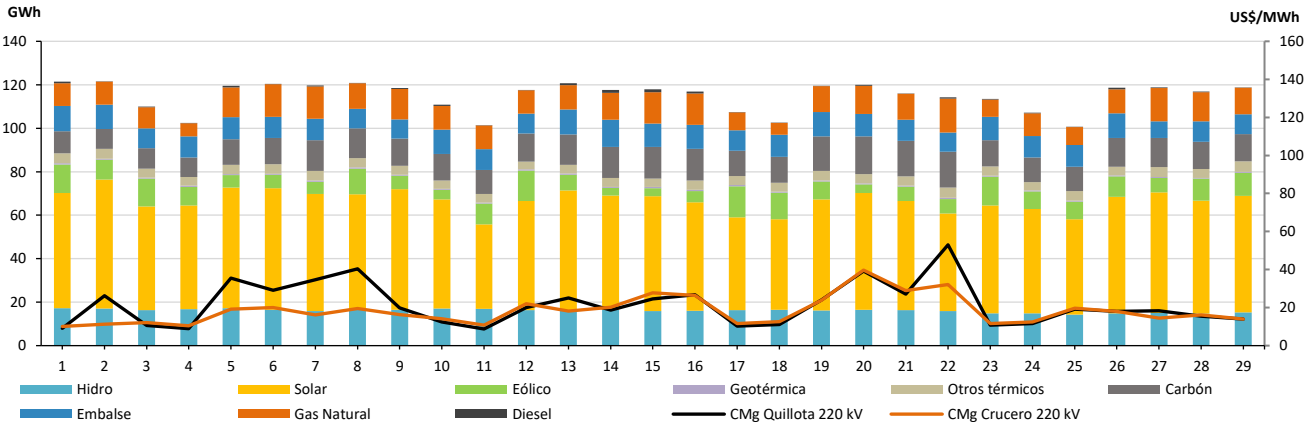
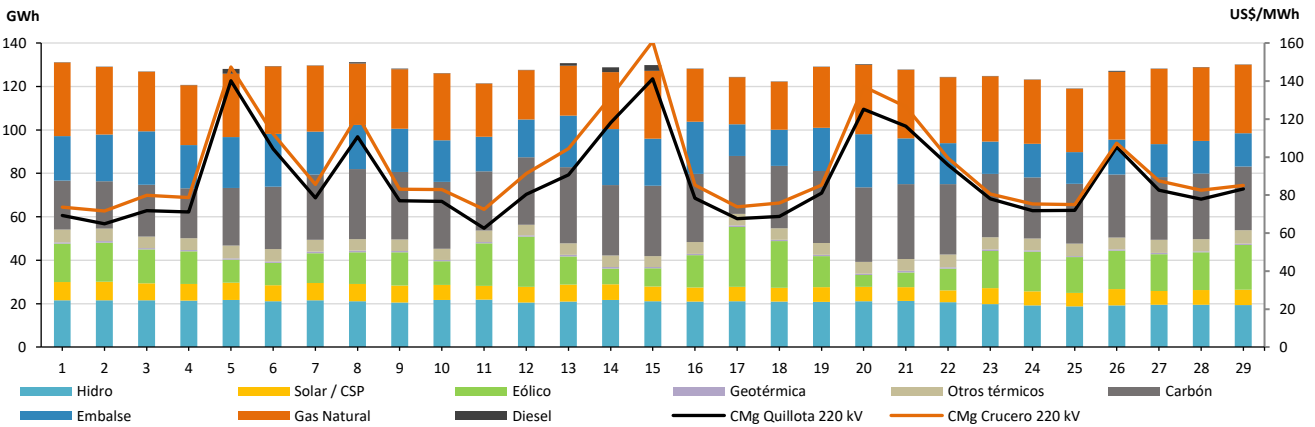
Capacidad instalada SEN (MW)

Hidráulica	7.502
Térmica	12.895
Eólica	4.710
Solar	9.346
Geotérmica	95
Total	34.547

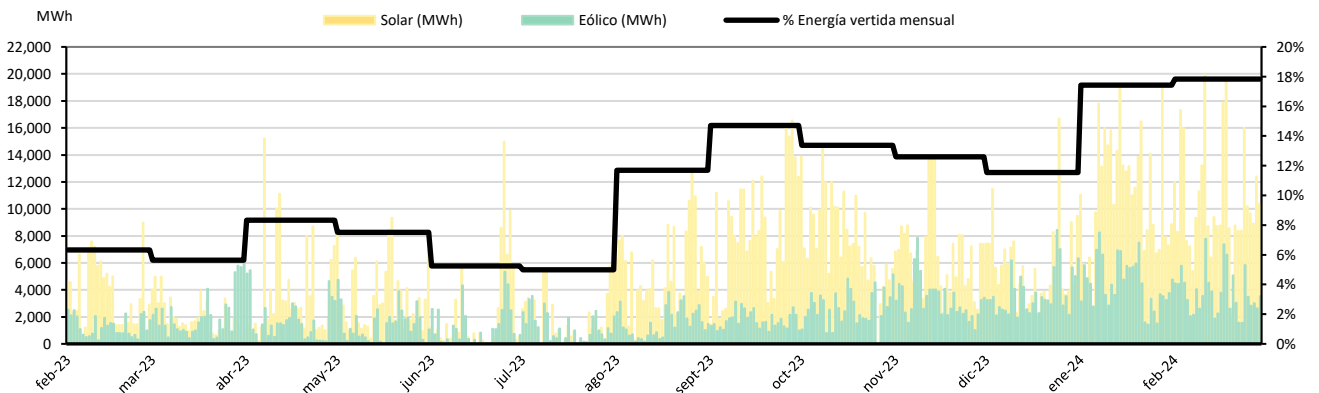
Fuente: Coordinador Eléctrico

*Última actualización del CEN de enero 2024

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

Generación y Costos Marginales Día (08:00 - 20:59)

Generación y Costos Marginales Noche (21:00 - 07:59)


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

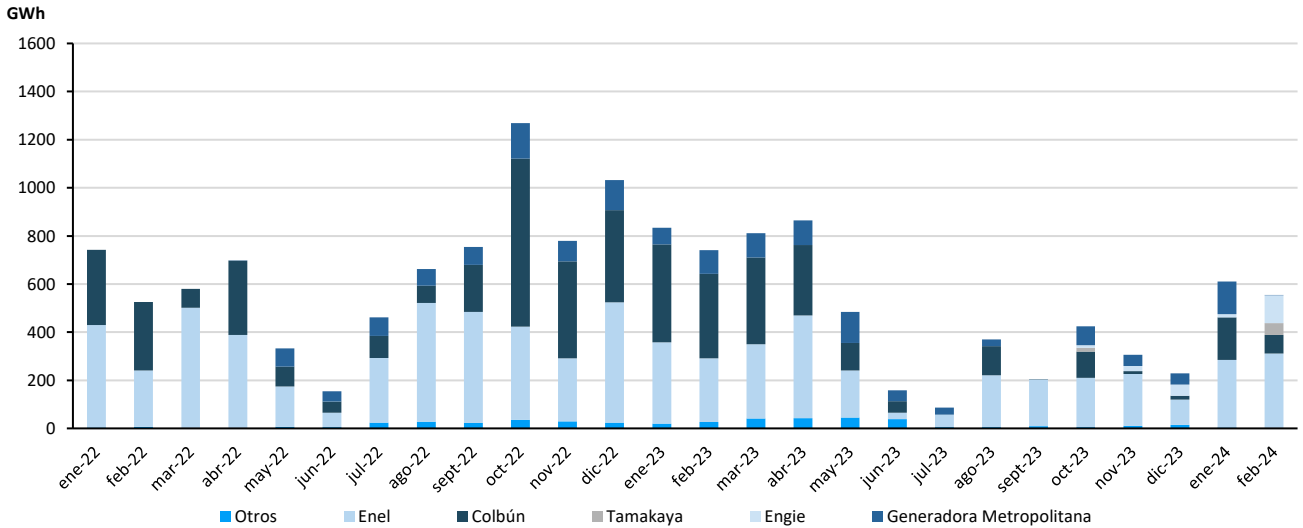


Fuente: Coordinador Eléctrico

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

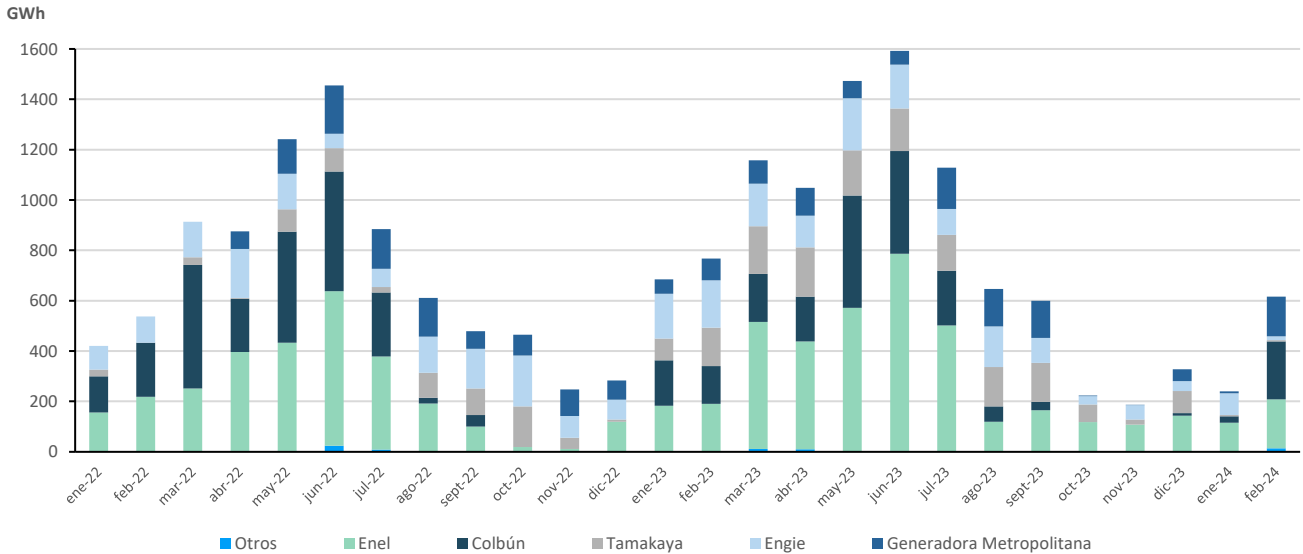
Generación histórica Gas Natural Argentino



En febrero de 2024 se generaron **554,3 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **56,1%** es atribuible a la empresa **Enel**, un **20,8%** a Engie, un **13,9%** a Colbún, un **8,9%** a Tamakaya, un **0,2%** a Generadora Metropolitana y el **0,1%** restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En febrero de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **615,6 GWh**, lo que representó el **16,7% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **37,6%** se atribuye a **Colbún**, un **31,6%** a Enel, un **25,6%** a Generadora Metropolitana, un **2,3%** a Engie, un **2,1%** a otras empresas, y el **0,8%** restante es atribuible a Tamakaya.

Fuente: Coordinador Eléctrico

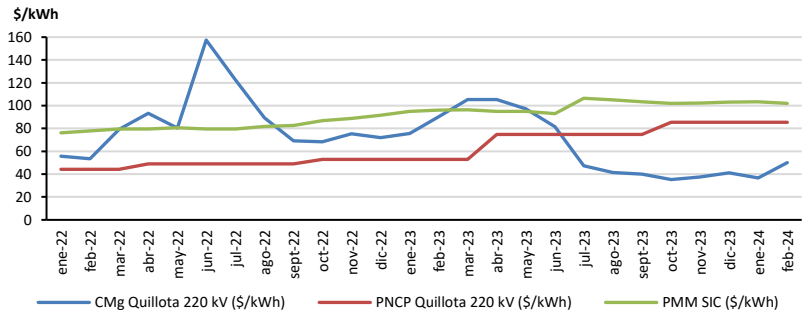
ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	42,3
Precio Nudo Crucero 220 kV	53,9
PMM SEN	102,1

Fuente: CNE

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

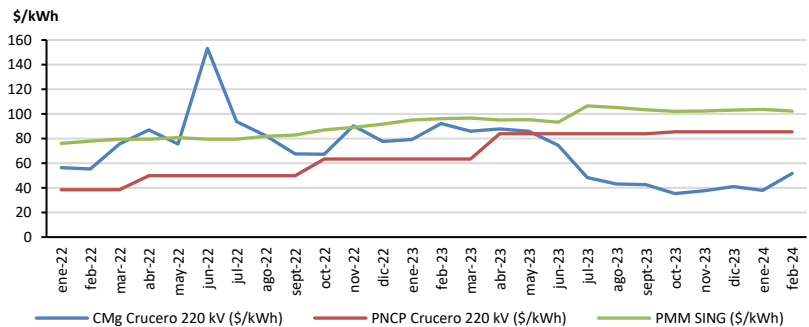


Costos marginales promedio febrero 2024 (\$/kWh)

Crucero 220 kV	51,7
Cardones 220 kV	49,8
Pan de Azúcar 220 kV	49,2
Quillota 220 kV	50,1
Charrúa 220 kV	48,0
Puerto Montt 220 kV	104,0

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



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

CNE emitió versión preliminar que modifica Informe de Definición de Servicios Complementarios

La medida busca precisar las consideraciones específicas de remuneración asociadas al servicio complementario de control de tensión para obras nuevas provenientes de una licitación.

La Comisión Nacional de Energía (CNE), emitió el 1 de marzo la Resolución Exenta N°81, a través de la cual se aprueba la versión preliminar de modificaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios.

Los cambios propuestos en este acto administrativo modifican las consideraciones específicas de remuneración asociadas al servicio complementario de control de tensión para obras nuevas provenientes de una licitación.

Además, esta resolución da inicio al proceso de observaciones por parte de los interesados, en sintonía con lo señalado en el artículo 11 del Reglamento de Servicios Complementarios, a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Este proceso de observaciones se llevará a cabo entre los días 4 y 15 de marzo inclusive.

Marco Mancilla, Secretario Ejecutivo de la CNE, señaló que estas modificaciones “son consecuencia del reciente proceso de licitación internacional destinado a la construcción y operación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aporte de Potencia de Cortocircuito, liderado por el Coordinador Eléctrico Nacional”.

“Además, tiene por objetivo entregar certezas ante las consultas surgidas durante el segundo proceso de observaciones de esta licitación, en el que los interesados expresaron la necesidad de aclaraciones sobre el tratamiento de los consumos de energía de la nueva infraestructura, esenciales para la prestación efectiva del servicio complementario”, precisó la autoridad regulatoria.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (05/03/2024)

Balance ERNC Enero 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.618
Obligación ERNC (GWh)	1.076
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,3%
Inyección ERNC (GWh)	3.205
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	48,4%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Región del Biobío registra crecimiento de 10,3% en generación eléctrica

En el mix se destaca la predominancia de fuentes renovables, con un 65,6% proveniente de energía hidráulica y un 19,3% de origen térmico.

La región del Biobío ha demostrado un crecimiento sobresaliente en el ámbito de la generación de energía eléctrica, según los últimos datos proporcionados por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). En enero de 2024 alcanzó una producción de **1.240 GWh**, lo que representa un **aumento interanual del 10,3%**.

Al analizar la composición de la matriz eléctrica regional, se destaca la predominancia de fuentes renovables, con un 65,6% proveniente de energía hidráulica. Asimismo, el sector térmico aportó un 19,3%, mientras que otras fuentes de energía representaron el 15,1% restante.

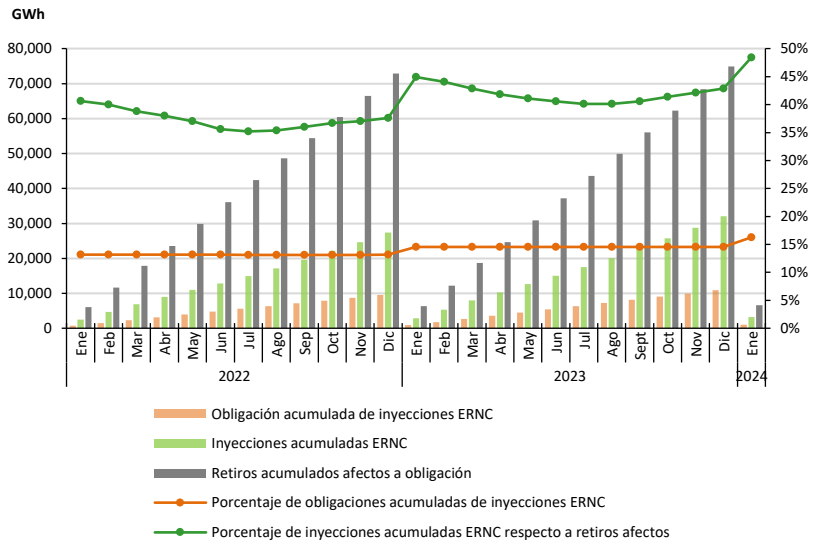
Por otro lado, la distribución de energía eléctrica en Biobío alcanzó 631 GWh, registrando una ligera disminución del 0,2% en comparación con el año anterior. Esta reducción se atribuye principalmente al menor consumo de los sectores industrial y comercial, entre otros.

La seremi de Energía, Daniela Espinoza, afirmó que este incremento “refleja el compromiso de la región del Biobío con la diversificación de su matriz energética y la promoción de fuentes renovables. Estamos trabajando para fortalecer aún más nuestra capacidad energética y seguir contribuyendo al progreso sostenible de nuestra región”.

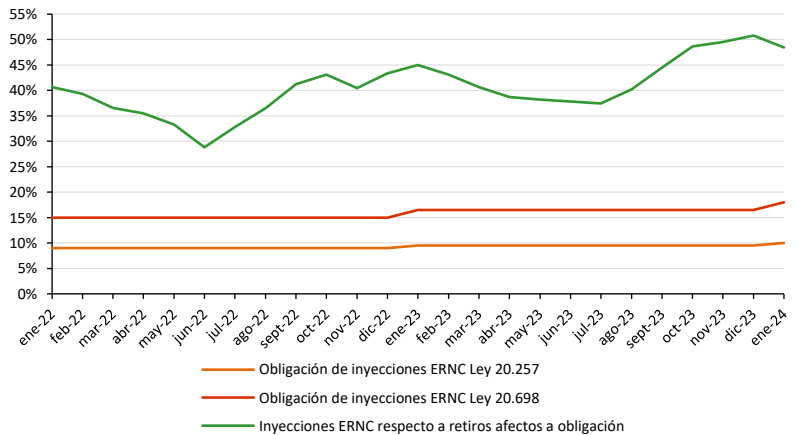
Fuente: Revista Electricidad (13/03/2024)

BALANCE ERNC ENERO 2024

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

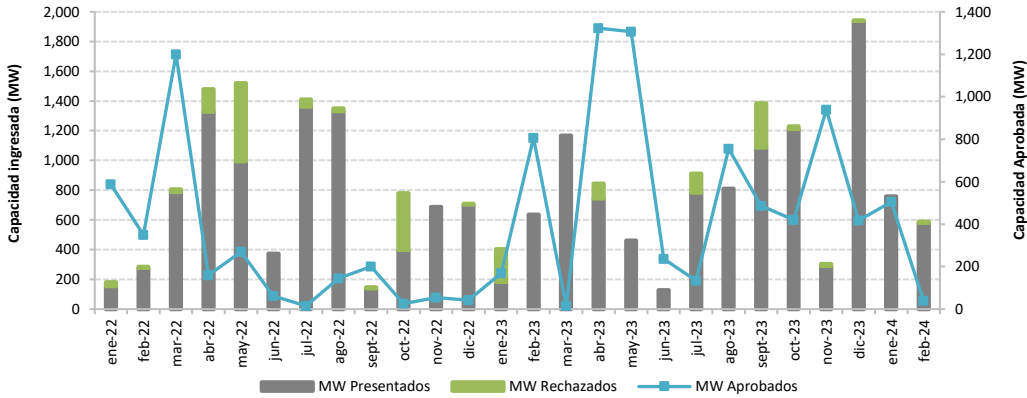
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) en el mes de enero 2024, corresponden a **6.618 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de enero 2024 correspondió a **1.076 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 enero 2024, fueron de **3.205 GWh**, lo que corresponde a un **48,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.



Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta febrero 2024



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en febrero de 2024 ingresaron un total de **628,3 MW** de potencia. Se registraron **38,8 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos en calificación en el SEIA en febrero 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Solar Balmaceda	PLANTA SOLAR BALMACEADA SPA	9	Solar	21-02-2024
Parque Fotovoltaico Carolina Solar	Carolina del Verano SpA	400	Solar + BESS	22-02-2024
FV Conde	FELIPE SOLAR SpA	9	Solar	22-02-2024
Parque Fotovoltaico Tamarugal del Verano	Tamarugal del Verano SpA	140	Solar	22-02-2024
Proyecto Fotovoltaico con Almacenamiento Tamarindo	TAMARINDO SOLAR SPA	9	Solar + BESS	22-02-2024
Parque Fotovoltaico Caipulli	Energía Renovable Diamante SpA	9	Solar	22-02-2024
Parque Fotovoltaico Purranque	Energía Renovable Oro SpA	5	Solar	22-02-2024

Principales proyectos aprobados en el SEIA en febrero 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Brillo Solar	Parque Solar Brillo SpA	4.1	Solar	20-06-2022
PFV Romeral Solar	Romeral Solar SpA	9.0	Solar	21-10-2022
Planta Fotovoltaica Alghero Solar	Alghero Solar SpA	7.7	Solar + BESS	25-10-2022
PFV Juan Gonzalo Solar	SOLAR TI CINCUENTA Y TRES SPA	9	Solar	22-05-2023
PFV José Solar	SOLAR TI CINCUENTA SPA	9	Solar	20-06-2023

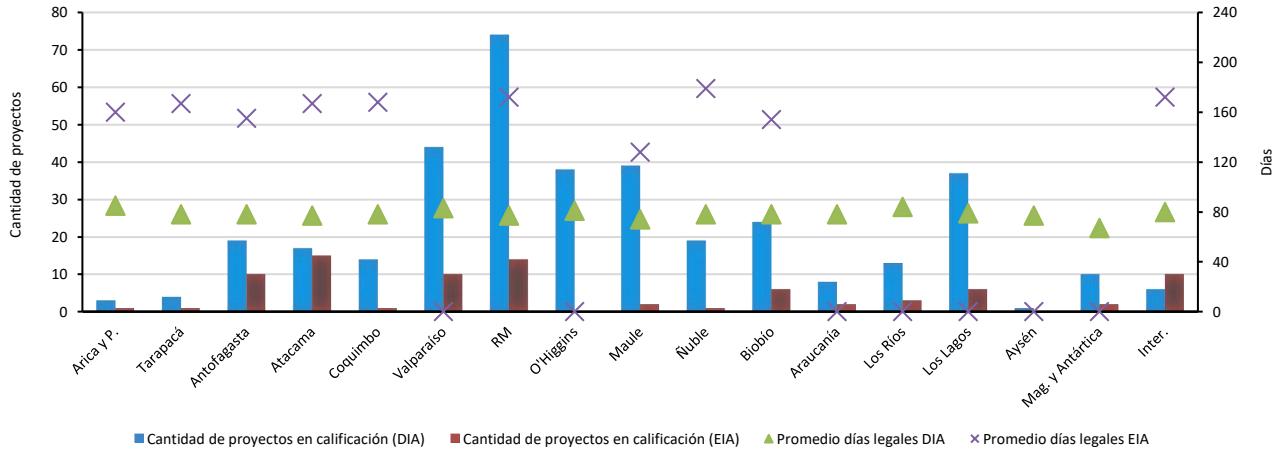
Principales proyectos rechazados en el SEIA en febrero 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Rechazo
Planta Fotovoltaica Don Guido	GR Tepu SpA	9	Solar + BESS	01-02-2024



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 enero de 2024. (*última actualización del SEIA a Enero 2024)



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Licitación de infraestructura clave para la transición energética recibe 16 ofertas

El Coordinador Eléctrico Nacional realizó la ceremonia de apertura de ofertas administrativas y técnicas de la licitación pública internacional para proveer Servicios Complementarios de Control de Tensión, claves para la transición energética.

Hasta el miércoles 6 de marzo, un total de 6 empresas presentaron 16 ofertas técnicas para este servicio, que busca la instalación de condensadores síncronos o la reconversión de centrales, que contribuyan al control de tensión en la red, garantizando que el Sistema Eléctrico Nacional opere de manera segura ante el retiro paulatino de centrales térmicas a carbón.

Este hito del proceso quedó reflejado en el Acta de Recepción de Ofertas publicada en el portal y sitio web del Coordinador.

Ahora se da inicio al proceso de evaluación a las ofertas presentadas y el próximo paso será la apertura de las ofertas económicas, programada para el 17 de mayo de 2024. La información presentada en dicha ceremonia se encuentra reflejada en el acta de apertura la cual también está publicada en el portal y sitio web del Coordinador.

Desde 2018 el Coordinador ha venido realizando varios estudios relacionados con el retiro de centrales a carbón, transición energética, operación segura y planificación de la red, los que proyectan que la matriz de generación futura tendrá un incremento importante en la integración de energía solar y eólica, en consistencia con el potencial de recursos renovables disponibles en nuestro país.

Dado lo anterior, se han analizado los efectos sobre la seguridad y calidad de servicio del sistema, en particular, el impacto de la salida de las unidades síncronas provenientes de las centrales térmicas a carbón, impactando en la potencia de cortocircuito, atributo que otorga a la red eléctrica su habilidad para resistir cambios abruptos en la amplitud y/o la fase de su tensión frente a perturbaciones. Así, un sistema es más estable ante este tipo de fenómenos, cuando dispone de mayor potencia de cortocircuito.

De acuerdo con los estudios que se han realizado, la salida de las centrales a carbón y la mayor penetración de energías renovables variables reducen la potencia de cortocircuito, haciéndolo más frágil ante este tipo de contingencias, en especial en el norte del país, donde hay mayor presencia de este tipo de generación. De esta forma, se concluye que es esencial compensar la potencia de cortocircuito en el sistema eléctrico.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (07/03/2024)



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 Diésel y GNL antes de 2034, sin contemplar ninguna adicional posteriormente a ese año.

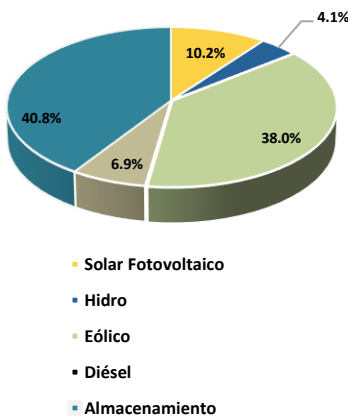
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **1.916 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

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**.

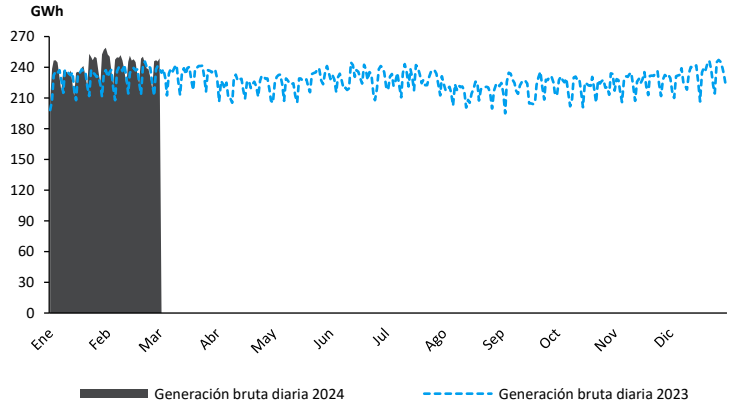
Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

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

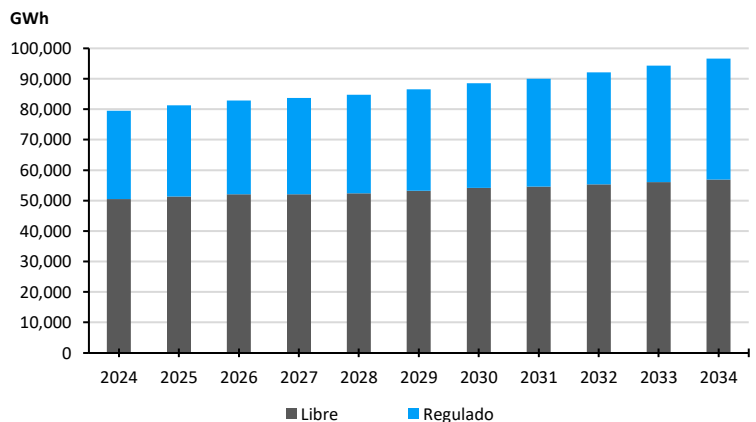
Capacidad Enero* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Ene. 2024	Rec. 2034
Eólica	4.710	7.153
Geotermia	95	0
Hidro	7.520	766
Solar	9.346	1.916
Térmico	12.895	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	7.671
Total	34.547	18.820

Fuente: ITD Primer Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Enero 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
Finis Terrae II (Solar)	126	May-24	La Cabaña Etapa II (Solar)	58	Abr-24
Elena Etapa I (Solar)	270	May-24	CEME Etapa I (Solar)	350	Abr-24



NOTICIAS

CNE autoriza a AES Andes al retiro anticipado de las unidades de generación 1 y 2 de Norgener

La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N°45, en que se autoriza a la exención de plazo presentada por la empresa generadora AES Andes para retirar las unidades de generación 1 y 2 de la central termoeléctrica a carbón Norgener, ubicada en la comuna de Tocopilla, en la región de Antofagasta, de 276 MW de capacidad instalada.

Con ello, la empresa generadora podrá materializar este hito a partir del 31 de marzo de este año, en vez del 31 de diciembre de 2025, como se había informado anteriormente.

“Las referidas unidades generadoras podrán ser retiradas, desconectadas y cesar sus operaciones a partir del 31 de marzo de 2024, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos y en el artículo 34° del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”, señala la resolución.

La autorización del organismo consideró el informe de seguridad entregado por el Coordinador Eléctrico Nacional, donde se indica que el retiro y desconexión de las unidades 1 y 2 para fines de marzo, no disminuye la seguridad y calidad de servicio del Sistema Eléctrico Nacional, precisando que “no se prevé déficit de abastecimiento para las condiciones particulares de indisponibilidad en los tres casos estudiados, bajo escenarios hidrológicos extremos (secos), proyectando consumos de combustible diésel que no superan la capacidad empírica de distribución de diésel para generación eléctrica, esto es, 3.500 m3/día”.

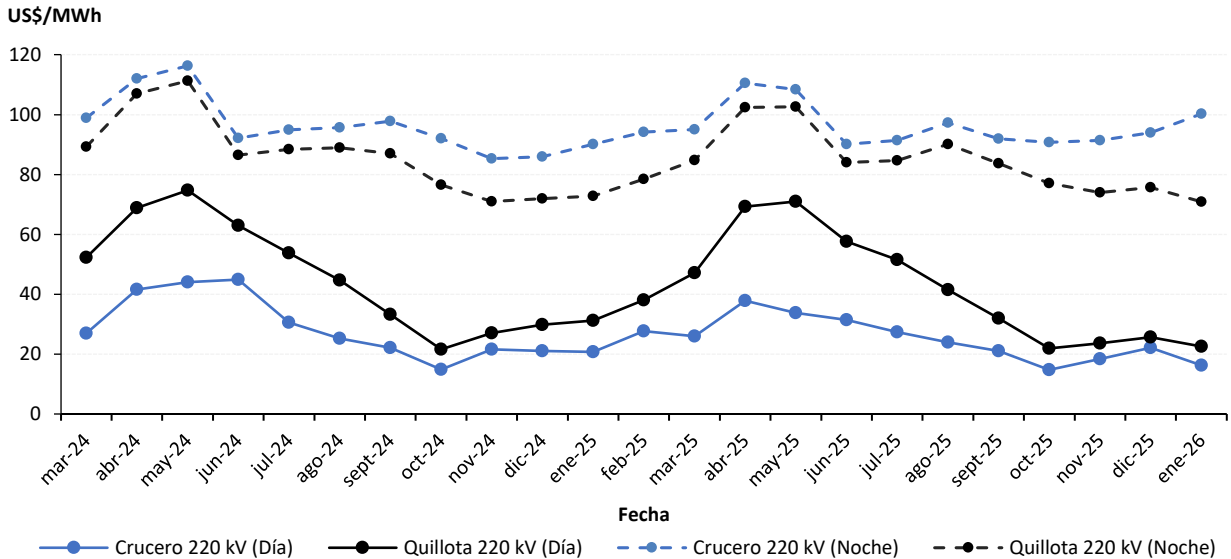
Marco Mancilla, Secretario Ejecutivo de la CNE, destacó que esta autorización “es otro paso para avanzar en el Plan de Descarbonización de los últimos años, pues con el retiro de estas dos unidades de AES Andes la capacidad instalada a fines de marzo pasará de los actuales 4.016 MW a 3.740 MW”.

“Como CNE hemos participado en las mesas de trabajo del Plan de Descarbonización que impulsa el Ministerio de Energía, que considera los ejes de infraestructura y modernización de la red eléctrica, la reconversión y los combustibles de transición que implica este proceso”, sostuvo la autoridad.

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 observar que durante el primer semestre del año 2024 se produce un aumento de la proyección de costos marginales, tanto para las horas diurnas como vespertinas. Asimismo, se muestra que el precio más alto se generaría durante el mes de mayo 2024, llegando a un valor de **116,3 US\$/MWh**. Esto se debe, principalmente, al término de la temporada de deshielo, y al elevado precio de los combustibles fósiles.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **26,8 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **43,7 US\$/MWh**. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar, y exceso de oferta en ciertos periodos, tal como se muestra en los meses de noviembre y diciembre del año 2024.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es **96,4 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **85,2 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