



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 14 | N°9 | SEPTIEMBRE 2024



VALGESTA.COM

valgesta@valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922

Herejía regulatoria

En la redacción de nuestra editorial del mes de septiembre, la cual aborda un completo análisis regulatorio del Proyecto de Ley presentado por el Gobierno para aumentar los subsidios a las tarifas eléctricas, surgió el cuestionamiento respecto de cuál podría ser el título que pudiese representar de manera adecuada un proyecto que, a nuestro juicio, no tiene fundamentación suficiente y rompe principios constitucionales y regulatorios de manera tan flagrante, que nos parece asombroso que haya sido aprobado por la SEGPRES y contenga las firmas de los Ministros de Hacienda, Energía y el Presidente de la República.

Estando en ello, el connotado abogado constitucionalista Patricio Zapata, publicó hoy una columna en El Mercurio titulada “Grave renuncia a los principios”, referida al Proyecto de Ley. En ella el profesor Zapata señala *“voy a criticar como “herético”, esto es como contrario a las normas institucionales, un proyecto de ley que, invocando una necesidad social apremiante, propone medidas que violan gravemente la Constitución y llevan a que el Estado de Chile renuncie o abjure de unas posiciones de principio que ha venido sosteniendo por décadas, y a partir de las cuales ha ganado cierto respeto y confianza a nivel internacional”*.

Como Valgesta coincidimos totalmente con la opinión expresada por el Profesor Zapata. Sorprende como cada una de las propuestas presentadas presentan falencias graves desde el punto de vista jurídico y económico, que parece una “herejía”, ya que se aparta totalmente de la estructura “institucional” (entiéndase por ella el andamiaje jurídico y económico) que ha sustentado el desarrollo del mercado eléctrico chileno y que debiese sostener el proceso de transición energética.

El análisis realizado por Valgesta es extenso y se refiere a todo el proyecto de ley, por lo que, para que esta editorial no se transforme en un informe detallado, iremos presentándolo en diversos “capítulos” a partir de la semana del 23 de septiembre, ya que no es deseo de esta consultora perturbar una merecida celebración dieciochera de todos ustedes.

Por ello, en esta editorial se entrega un resumen de los principales aspectos del análisis realizado:

1. Ampliación del Subsidio Eléctrico

El PdL propone triplicar el número de beneficiarios para cubrir al 40% más vulnerable del Registro Social de Hogares (RSH), extendiendo la duración del subsidio hasta el año 2027. De acuerdo con nuestro análisis, esta ampliación plantea problemas significativos:

- **Problemas de Focalización:** La cobertura amplia puede incluir a hogares que no enfrentan pobreza energética extrema, lo que puede generar ineficiencias en el uso de los recursos.

Herejía regulatoria

- **Sostenibilidad:** ¿Es sostenible financiar con recursos privados un subsidio para 4,7 millones de hogares? El Gobierno dirá que es una medida transitoria, pero no conocemos experiencia en Latinoamérica en la que la presión política no transforme el instrumento en permanente. De esta manera, ¿es razonable que el sector eléctrico deba considerar como parte de sus costos de ahora en adelante una carga impositiva “ad hoc” del orden de USD 350 millones anuales?; ¿acaso estos costos no lo pagarán finalmente los clientes con mayores tarifas?. A su vez, no se fundamenta en el proyecto de ley por qué el tamaño del subsidio eléctrico alcanza una magnitud totalmente sobredimensionada comparado con el subsidio al agua potable, que cubre menos beneficiarios con un costo mucho menor.
- **Distorsiones de Mercado:** La ampliación podría crear señales ineficientes en el mercado, desincentivando la eficiencia energética y generando dependencia en las políticas subsidiarias.

2. Financiamiento del Subsidio

El financiamiento del PdL se basa en tres pilares: el aumento del impuesto a las emisiones de CO₂, la recaudación de IVA de mayores tarifas eléctricas, y el cargo al Fondo de Estabilización de Tarifas (FET). El análisis realizado identifica varios puntos críticos:

- **Principio de “Autocontención”:** No existe una referencia doctrinaria relativa al principio de “autocontención”, pero en el contexto del PdL implica que el “sector energía” y más específicamente el sector de generación eléctrica, cargarán con el peso del financiamiento de esta política pública. Se subentiende que la razón de ello sería que no existen recursos fiscales que puedan financiar el aumento de USD 230 millones que requiere la ampliación del subsidio (“responsabilidad fiscal”). Este supuesto principio rompe un principio básico establecido en la Constitución: el principio de Servicialidad del Estado, según el cual las decisiones de política pública para satisfacer necesidades sociales y el bien común, deben ser financiados con los recursos que el Estado recauda de los impuestos generales, no existiendo en nuestra Constitución el denominado principio de autocontención, sino que por el contrario ésta establece el principio de no afectación de los impuestos para un fin específico. Como precedente, se transforma en un riesgo regulatorio de enorme gravedad para la actividad económica: a modo de ejemplo, si el pan está caro y el Gobierno estima que las familias necesitan un apoyo para poder comprarlo, pero no tiene recursos fiscales para su financiamiento, entonces la “autocontención” buscará que productores de harina y pan “contribuyan” con la solución de un problema social real. No cabe mejor el dicho que “pan para hoy y hambre para mañana”. Y así puede ser con otros servicios públicos.

Herejía regulatoria

- **Sostenibilidad financiera por posible sobre estimación de la recaudación:** Los cálculos que realiza el Ministerio de Energía para proyectar los ingresos que provendrían producto de la sobretasa al impuesto de emisiones y el cargo que debe ser soportado por los PMG y PMGD, suponen la realización de ejercicios de proyección de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) bajo diferentes escenarios. El Mensaje del PdL señala que “durante la operación renta de los años 2025, 2026 y 2027, se recaudarán en torno a los 70 mil millones netos de pesos” por el impuesto a las emisiones de CO₂. Sin embargo, el Ministerio de Energía no ha presentado las simulaciones que ha realizado para estimar los ingresos por las fuentes de financiamiento que propone y es altamente probable que dichas estimaciones muestren desvío a futuro. A modo de ejemplo, si los años siguientes se mantienen en condición húmeda como lo han sido los años 2023 y 2024, junto con la masiva entrada de energías renovables y sistemas de almacenamiento, es probable que se observen escenarios con participación de generación renovable de entre un 65% a 80% según sea el caso. La pregunta es ¿quién absorbe la menor recaudación esperada? El proyecto no presenta un aporte fiscal para estos escenarios
- **Impuesto al CO₂: Posible alza de precios regulados e incompatibilidad con Principios Económicos de Impuestos “Pigouvianos”:** los ingresos generados por impuestos sobre externalidades negativas (como el CO₂) deben usarse para corregir la externalidad, y no simplemente para financiar otros gastos. El desvío de estos fondos hacia otros objetivos o hacia un subsidio eléctrico en particular podría violar este principio, reduciendo la eficacia del impuesto como una herramienta de política ambiental. Adicionalmente, esta modificación normativa podría gatillar que las empresas con contratos regulados soliciten la aplicación de la norma contenida en el artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), según la cual se podría pedir revisión de los precios de adjudicación de las licitaciones, producto de un cambio tributario que afecta los costos de operación para la ejecución del contrato. De esta forma, no está clara la evaluación de costo y beneficio que podría generarse por este motivo, ya que sería un contrasentido que, para aumentar el subsidio eléctrico, se gatille un alza simultánea de las tarifas.

Herejía regulatoria

- **Cargo Fondo Estabilización de Tarifas:** impuesto de afectación a los PMG y PMGD que infringe la constitución y rompe la estabilización de precios comprometida: En efecto, el cargo actúa como un impuesto disfrazado que afecta los derechos de los pequeños generadores, violando principios de no confiscatoriedad y no afectación establecidos en la Constitución; de la misma manera, el cargo FET desvirtúa el propósito original de estabilizar los precios de energía para los PMG y PMGD, exponiéndolos al costo marginal horario. Esto podría llevar, tal como lo han señalado algunos actores, a la quiebra de inversionistas que confiaron en la oferta de incentivos que el Estado de Chile realizó para promocionar este tipo de desarrollos
- **Confianza de los Inversionistas:** Al cambiar las reglas del juego de manera abrupta y retroactiva, se genera incertidumbre legal, afectando la percepción de riesgo regulatorio en el país.

En definitiva, el proyecto de ley carece de sustento para cada una de las definiciones contenidas en él. Junto con ello entrega señales erradas al mercado atentando con el correcto y eficiente desarrollo del sector, afectando con ello negativamente el desarrollo de inversiones y poniendo barreras en el avance de una mayor y mejor competencia en nuestro mercado.

Finalmente, no se puede soslayar el hecho de que además este proyecto de ley tiene propuestas que claramente pueden ser inconstitucionales y que toda política pública debe ser financiada con fondos generales de la nación.

NOTICIAS

CNE: Capacidad instalada en sistemas de almacenamiento sería de 1.113 MW a fines de 2024

El almacenamiento de energía eléctrica en nuestro país poco a poco está comenzando a consolidarse. En efecto, la última edición del Reporte Energía Abierta Ciudadana elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), correspondiente a julio-agosto 2024, recoge los avances de la implementación de esta tecnología en el país.

De acuerdo con el informe, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a julio de 2024 cuenta con 738 MW de sistemas de almacenamiento de energía instalados o en proceso de puesta en servicio, cuya duración equivalente es de 4,02 horas. Y se espera que hacia fines de año esta capacidad instalada alcance los 1.113 MW, con una duración equivalente de 3,88 horas.

De esta forma, el almacenamiento de energía, especialmente mediante sistemas de baterías de ion litio (BESS), mostró un dinamismo notable, reflejado en las declaraciones de once nuevos proyectos en construcción –autorizados por la CNE– durante el primer semestre de 2024, que suman una potencia neta superior a los 1.000 MW y una capacidad de más de 4.000 MWh.

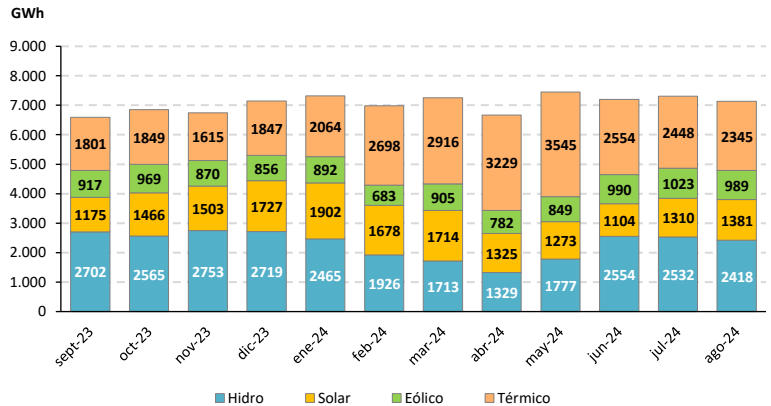
Por otra parte, se proyecta que para 2027 se necesitarán entre 1.200 y 2.550 MW adicionales en sistemas de almacenamiento de energía en la zona norte del país, destacando la necesidad de continuar impulsando este tipo de tecnologías para asegurar la estabilidad y eficiencia del SEN.

El reporte también destaca el desarrollo de tecnologías alternativas, como el proyecto de almacenamiento criogénico de aire líquido de Enlase Energía, en la región de Atacama, y el proyecto de bombeo hidráulico de Colbún en la región de Antofagasta. El primero de ellos, en fase de evaluación ambiental, mientras que, en el caso del segundo, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) decidió poner término anticipado al proceso.

Fuente: Revista Electricidad (29/08/2024)

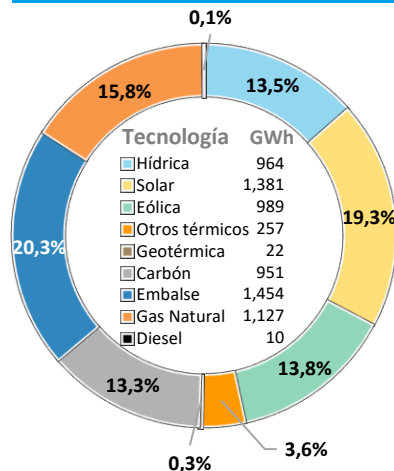
ESTADÍSTICAS AGOSTO 2024

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

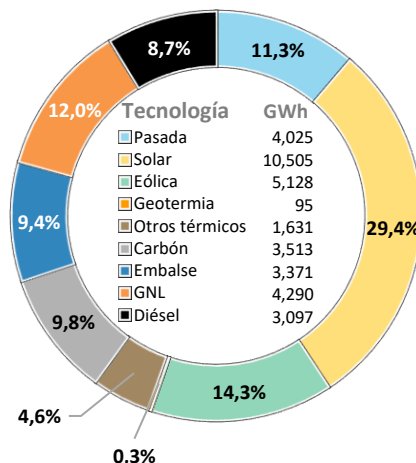
COMPOSICIÓN DESPACHO SEN AGOSTO 2024



Despacho de generación (GWh)	
Hidro	2,418
Térmico	2,345
Eólica	989
Solar	1,381
Geotérmica	22
Total	7,156

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN JULIO* 2024

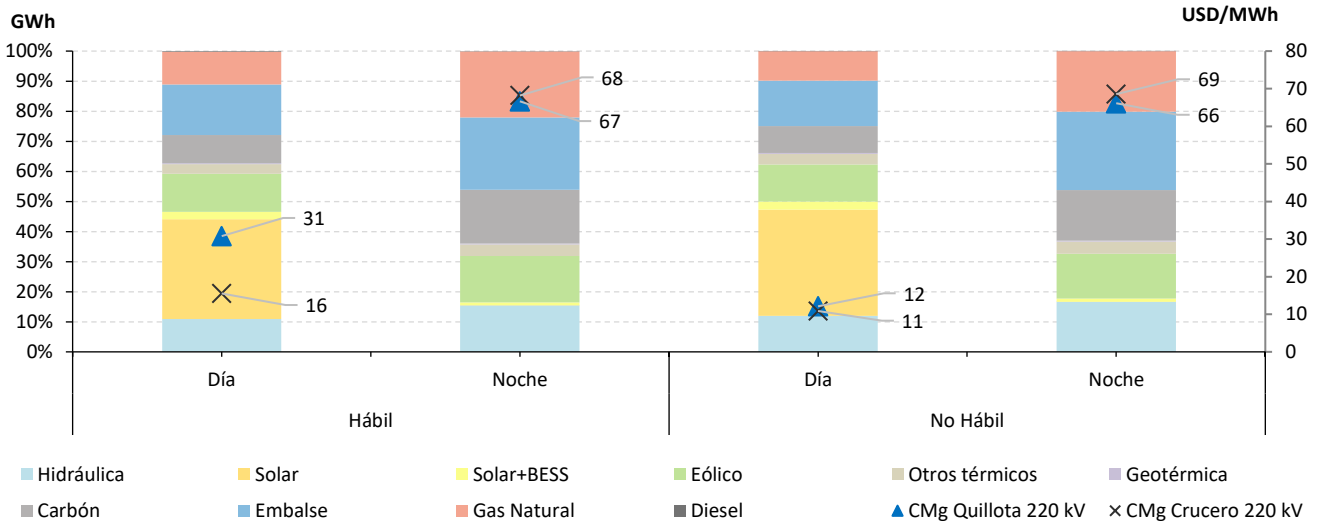


Capacidad Instalada SEN (MW)	
Hidro	7,396
Térmico	12,645
Eólica	5,128
Solar	10,505
Geotérmica	95
Total	35,768

Fuente: Coordinador Eléctrico

*Última actualización del CEN de julio 2024

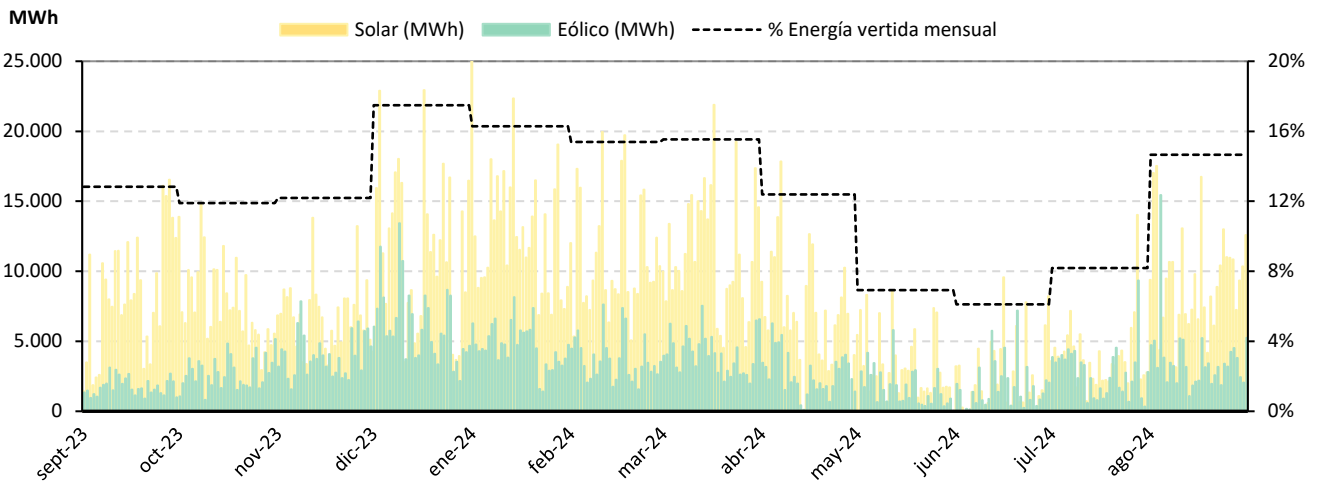
Generación por tecnología y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, agosto 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior muestra el promedio de la generación por tecnología para día hábil y no hábil (los días considerados como “no hábiles” incluyen sábado, domingo y festivos), haciendo la separación entre bloques horarios con aporte solar y no solar (bloque de día desde las 8:00 hasta las 19:59 hrs.). En periodos nocturnos se consideró las centrales híbridas (Solar + BESS) que se encuentran actualmente en operación (Andes Solar II-A, Andes Solar II-B, Andes Solar IV, Coya, Diego de Almagro Sur, Don Humberto, Salvador, San Andrés, Uribe Solar), lo cual permite observar aportar energía solar durante la noche. A su vez, se muestra el promedio del costo marginal para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV.

Reducción ERNC mensual durante la Operación en Tiempo Real, septiembre 2023 – agosto 2024

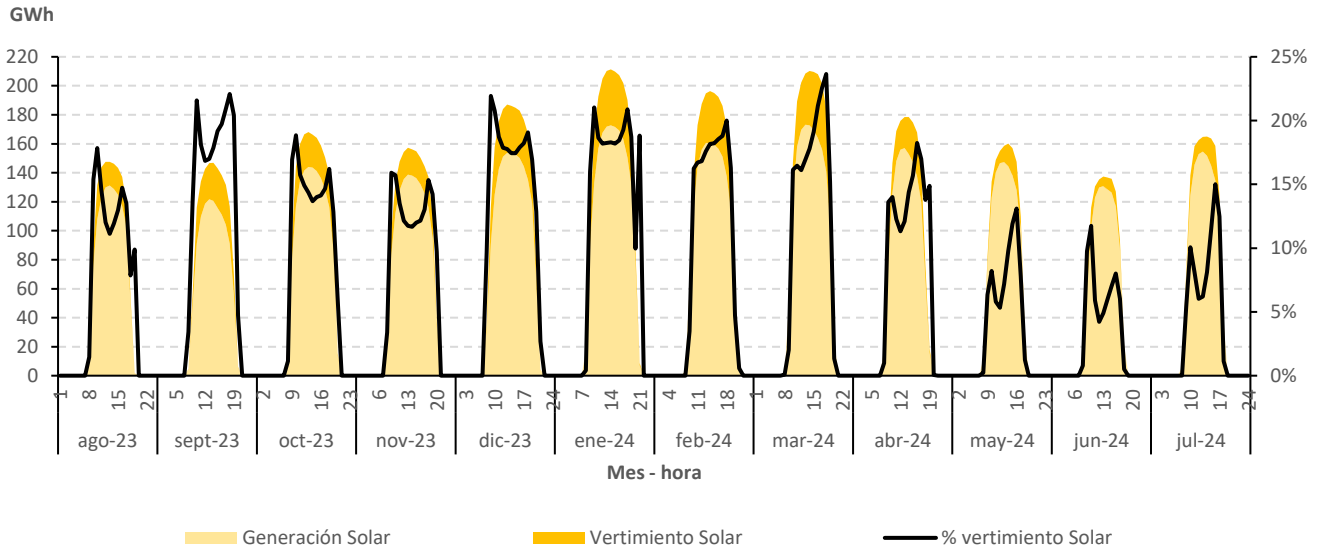


Fuente: Coordinador Eléctrico

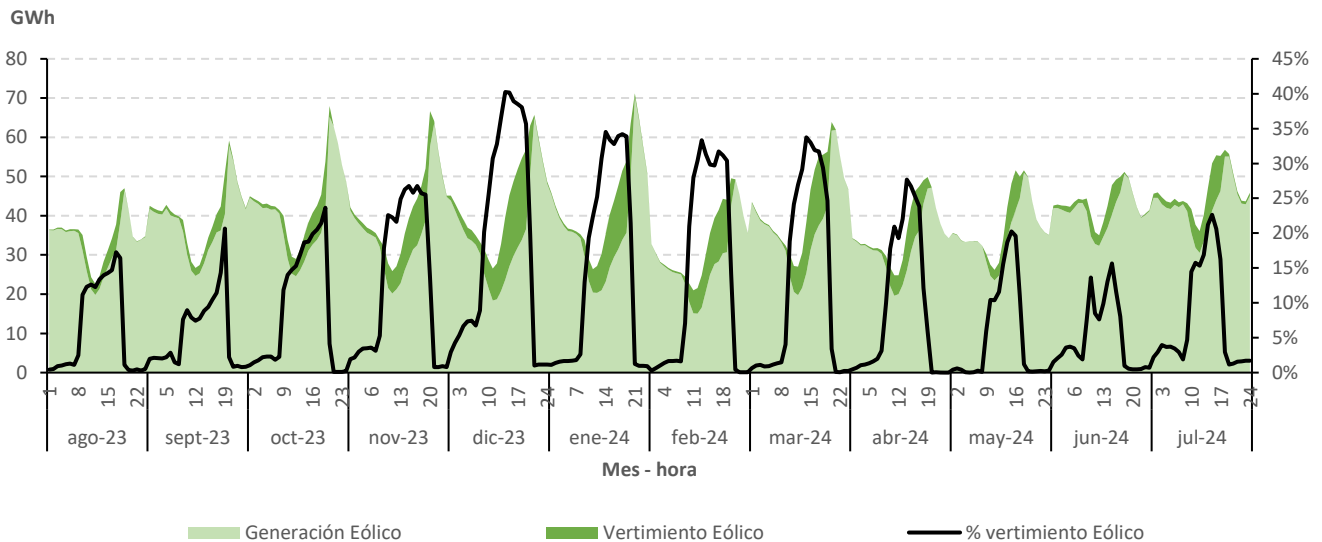
El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde septiembre del año 2023 hasta agosto* del año 2024, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son disposiciones por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

*La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de agosto 2024 corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

Reducción de energía Fotovoltaica mensual horaria, agosto 2023 – julio 2024

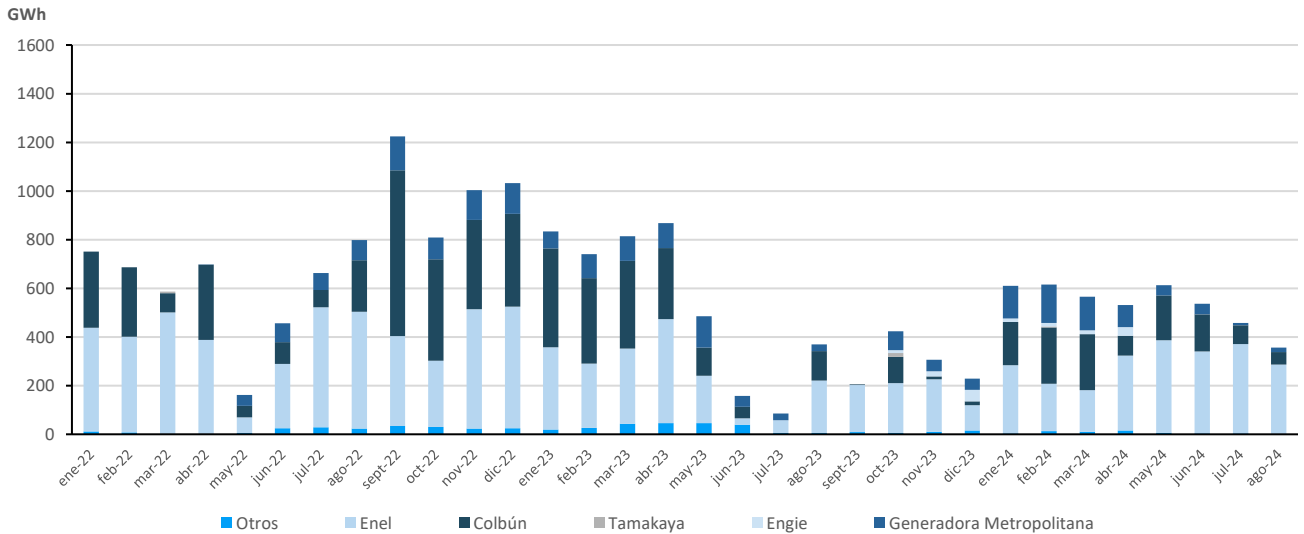


Reducción de energía Eólica mensual horaria, agosto 2023 – julio 2024



Los gráficos muestran la reducción de energía y la generación horaria de las centrales solares y eólicas en el periodo comprendido entre agosto 2023 y julio 2024. Adicionalmente, se presenta el porcentaje de vertimiento de cada tecnología en relación con su generación.

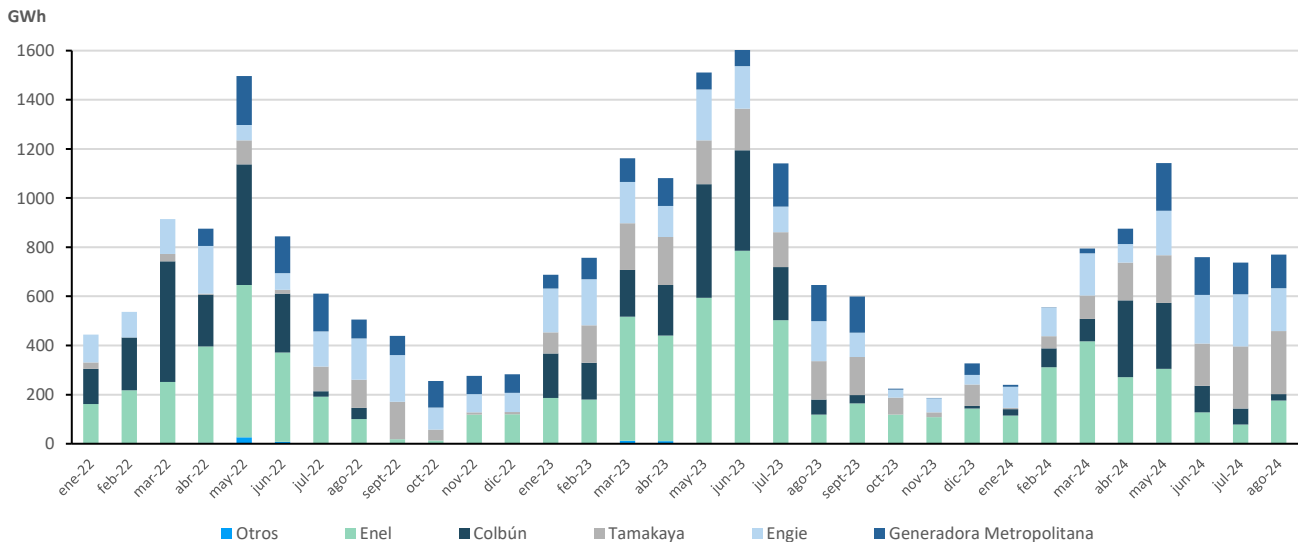
Generación histórica Gas Natural Argentino



En agosto de 2024 se generaron **356,9,9 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **80%** se atribuye a **Enel**, un 14,6% a Colbún, un 5,3% a Generadora Metropolitana, y el 0,2% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En agosto de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **770,5 GWh**, lo que representó el **15,8% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **33,4%** es atribuible a la empresa **Tamakaya**, un 22,7% a Enel, un 22,6% a Engie, un 17,8% a Generadora Metropolitana, un 3,3% a Colbún, y el 0,2% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	70,9
Precio Nudo Crucero 220 kV	83,4
PMM SEN	103

Fuente: CNE

Costos marginales promedio agosto 2024 (\$/kWh)

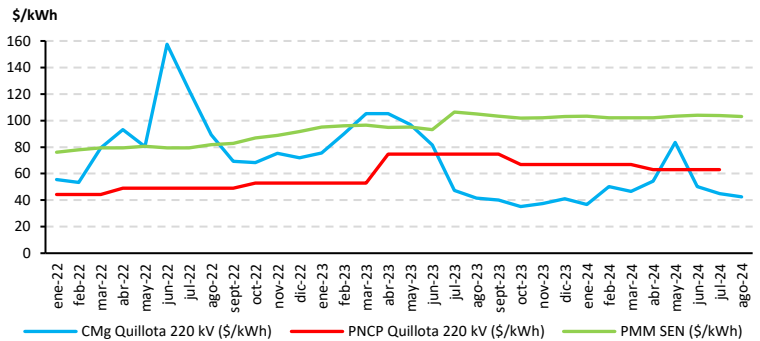
Crucero 220 kV	38,0
Cardones 220 kV	38,9
Pan de Azúcar 220 kV	38,9
Quillota 220 kV	42,6
Charrúa 220 kV	39,5
Puerto Montt 220 kV	62,6

Fuente: Coordinador Eléctrico

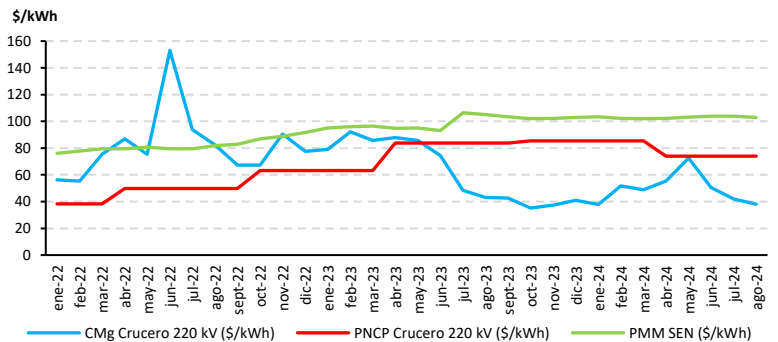
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado corresponden al PMM del SEN.

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

Hidroelectricidad: tras 10 años de construcción central Los Cóndores inició la etapa de puesta en servicio

Tras diez años de haber iniciado su construcción, el proyecto hidroeléctrico Los Cóndores inició su etapa de puesta en servicio, según lo informado en la **Resolución N° 461 de la Comisión Nacional de Energía (CNE)**, que excluyó a la iniciativa del listado de proyectos de generación declarados en construcción, por haber comenzado el mencionado periodo, según lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional y la empresa propietaria, Enel Generación Chile.

Los Cóndores tiene una capacidad instalada de **150 MW**, siendo el último proyecto hidroeléctrico de la empresa generadora de capitales italianos, el cual prevé una generación anual estimada de 542 GWh, con una inversión que superó los US\$1.000 millones, para su operación en la región del Maule, debido a las complejidades que se detectaron a la hora de construir el proyecto, el cual utilizó la técnica del Tunnel Boring Machine (TBM), del tipo doble escudo, encargado de escabar un túnel de aducción de 12 kilómetros en el macizo rocoso de la zona.

Además, incorpora una caverna de máquinas, que tiene un largo de 80 metros, un ancho de 28 metros y una altura de 40 metros, hasta el foso de las unidades generadoras, donde operan dos turbinas Pelton, de 75 MW de potencia cada una.

El proyecto tiene una línea de transmisión 2x220 kV, de 87 kilómetros, que se conecta a la subestación Ancoa, con un total de 296 torres, que tienen una franja de seguridad de 40 metros.

Fuente: Revista Electrominería (03/09/2024)

Balance ERNC Julio 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	3.839
Obligación ERNC (GWh)	648
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,9%
Inyección ERNC (GWh)	2.733
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	71,2%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Capacidad de generación eléctrica en Antofagasta ha crecido 80%

Un alza de 80% en la capacidad instalada de generación eléctrica ha experimentado la región de Antofagasta desde 2018 hasta la actualidad, totalizando **más de 9.500 MW**.

De ellos, 3.900 MW son de capacidad solar, 2.500 MW en base a gas natural, 1.800 MW en carbón, 1.100 MW eólicos, entre otros, lo que da cuenta de la transformación que ha experimentado esta región en el proceso de transición energética, fenómeno que grafica la incorporación de nuevas tecnologías de generación, así como la electrificación de los consumos.

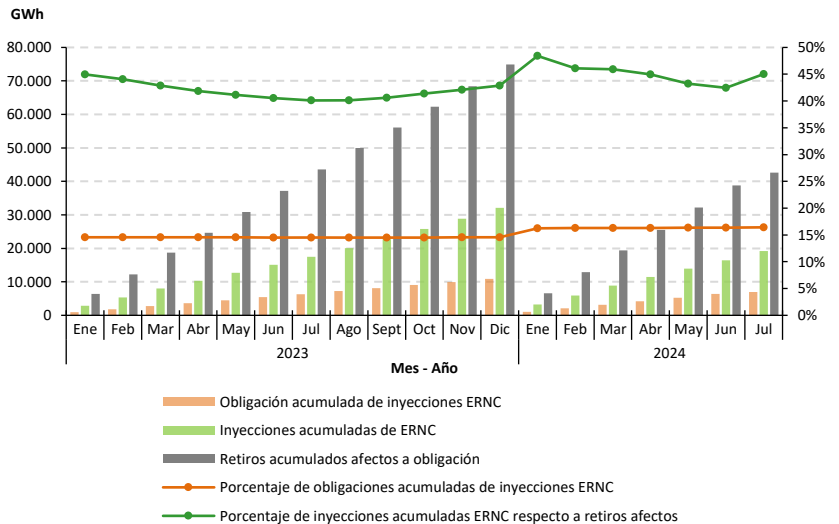
Este fue el tema central abordado en el conversatorio “En el centro de la Transición Energética: el rol clave de Antofagasta”, organizado en conjunto entre la Universidad de Antofagasta y el Coordinador Eléctrico Nacional.

“Antofagasta es rica en recursos naturales y tiene un potencial energético enorme, lo que la posiciona con la posibilidad de ser un líder indiscutible en la transición energética de Chile y el mundo. Es la región con mayor capacidad instalada de centrales eléctricas en el país, se están desarrollando proyectos importantes de transmisión y, en los próximos años, se instalarán equipos claves para dar fortaleza a la red en la zona norte”, dijo el presidente del Consejo Directivo del Coordinador, Juan Carlos Olmedo.

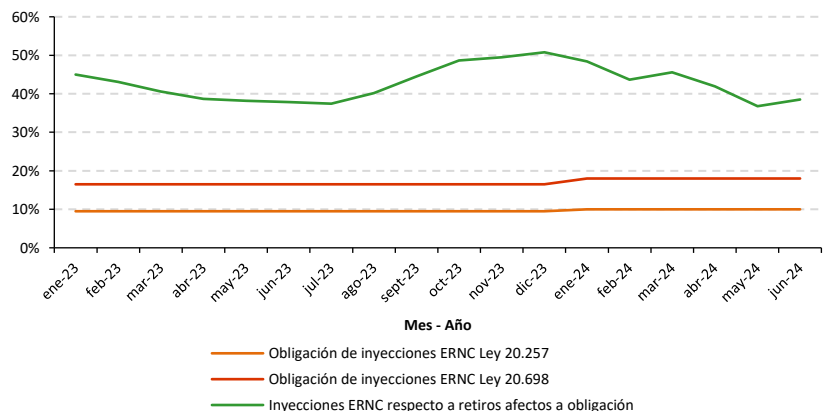
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (02/09/2024)

BALANCE ERNC JULIO 2024

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Datos de retiros afectos a obligación actualizados hasta jun-24

Fuente: Coordinador Eléctrico

Acreditaciones ERNC

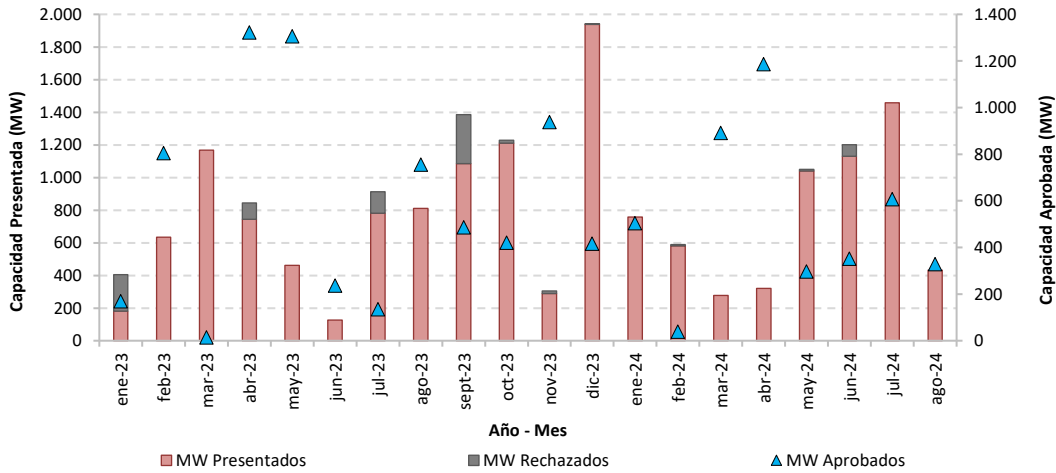
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (Ley 20.257 y Ley 20.698) en el mes de julio 2024, corresponden a **42.612 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de julio 2024 correspondió a **6.999 GWh**, lo que corresponde a un **16,9%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC julio 2024, fueron de **19.195 GWh**, lo que corresponde a un **71,2%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.



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



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en agosto de 2024 ingresaron un total de **761 MW** de potencia. Se registraron **329 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos en proceso de calificación en el SEIA en agosto 2024

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Platero	Platero Spa	7	Solar + BESS	02-08-2024
Parque Fotovoltaico Cristaria Solar	Cristaria Solar SpA	200	Solar	05-08-2024
Parque Fotovoltaico Volcán Chascón	Volcán Chascón SpA	92	Solar + BESS	07-08-2024
Parque Fotovoltaico Omega	Parque Solar Omega SpA	5	Solar	13-08-2024
Parque Fotovoltaico Férrea Solar	PFV Férrea Solar SpA	10	Solar	13-08-2024
PRP MELIPULLI	LLONQUEN ENERGÍAS SPA	9	Diésel	22-08-2024
Proyecto Solar Fotovoltaico El Sobrante	FOTOVOLTAICA ITAHUE SPA	110	Solar + BESS	30-08-2024

Principales proyectos aprobados por el SEIA en agosto 2024

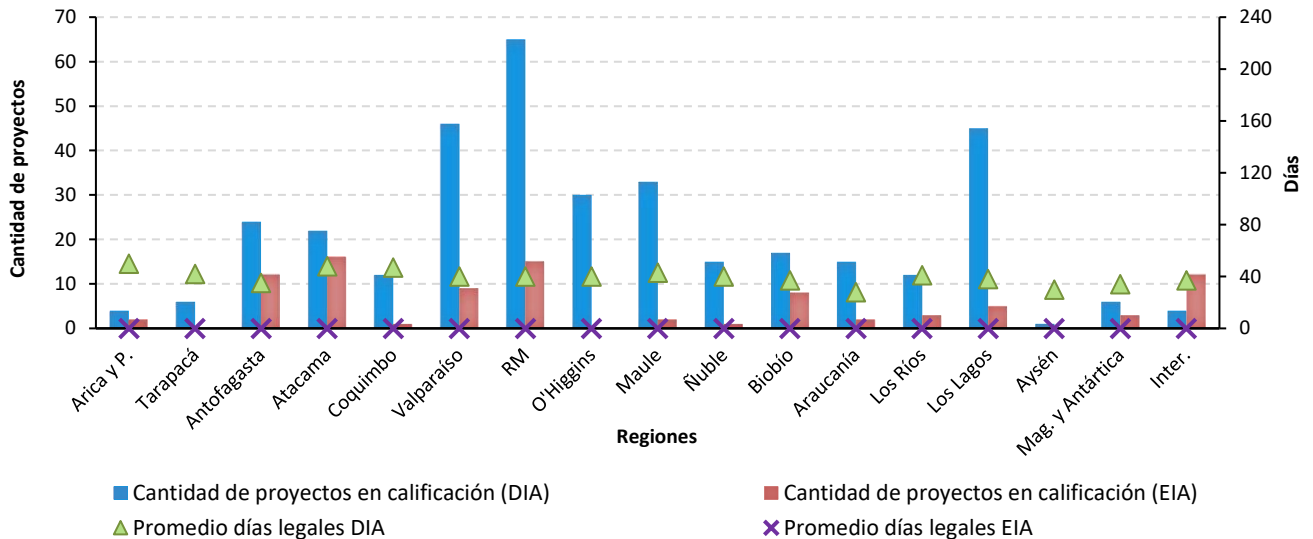
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica Punta de Cortés	GR Cerro Castillo SpA	9.0	Solar + BESS	14-08-2024
Parque Fotovoltaico Llanos de Rungue	UKA CHILE & CIA	280.0	Solar	19-08-2024
Porvenir Solar	Porvenir Solar Spa	40	Solar + BESS	21-08-2024

Fuente: SEIA (e-SEIA)



Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero 2023 hasta julio de 2024. (*última actualización del SEIA a julio 2024)



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Coordinador Eléctrico impulsa relicitación de más de 30 obras con avance constructivo y de ingenierías

El Coordinador Eléctrico Nacional realizó un llamado a licitación pública internacional para la adjudicación de la construcción y ejecución de un total de 32 obras de ampliación de los sistemas de transmisión Nacional y Zonal incluidas en los Decretos Exentos 418/2017, 293/2018 y 198/2019, todos del Ministerio de Energía, que se acogieron al Art. 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

En total, estas obras contemplan un valor de inversión referencial decretado de US\$ 125 millones. Dentro de ellas, hay 22 con avance constructivo físico y 10 con avances en ingenierías.

Dentro de las obras incluidas en este proceso están las ampliaciones de las subestaciones Plantas, Valdivia, Picarte, Cerro Navia y San Clemente, entre otras.

Destacamos que las bases de licitación consideran exigencias administrativas relacionadas con la adhesión a las Buenas Prácticas en la gestión de Proveedores, Contratistas y Subcontratistas en la construcción de proyectos de energía impulsado por el Ministerio de Energía, y que estas están disponibles desde el 30 de agosto de 2024 en el sitio web del Coordinador.

Las empresas que busquen participar en el proceso deberán formalizar la compra de bases y la inscripción en el Registro de Participantes hasta el 20 de diciembre del presente año.

En la sección 5.1 de las bases Administrativas Generales se detallan las etapas del proceso, dentro de las cuales se destaca la recepción de consultas de los participantes hasta el 31 de octubre y la presentación de ofertas hasta el 29 de enero de 2025, considerando la publicación en sitio web del Coordinador del Acta de Adjudicación de las Obras el jueves 24 de abril de 2025.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (11/09/2024)



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

Según el Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2024, se proyecta una capacidad instalada adicional de **20.128 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 **1.026 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.

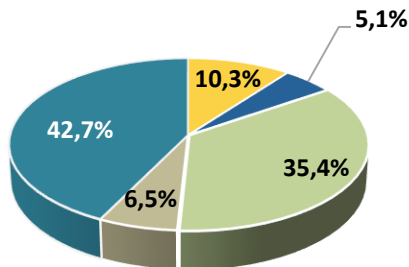
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

Por otra parte, se anticipa una capacidad adicional de **7.120 MW** para las centrales eólicas hasta el año 2034.

Por último, se calcula una capacidad de almacenamiento de **8.585 MW**.

Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

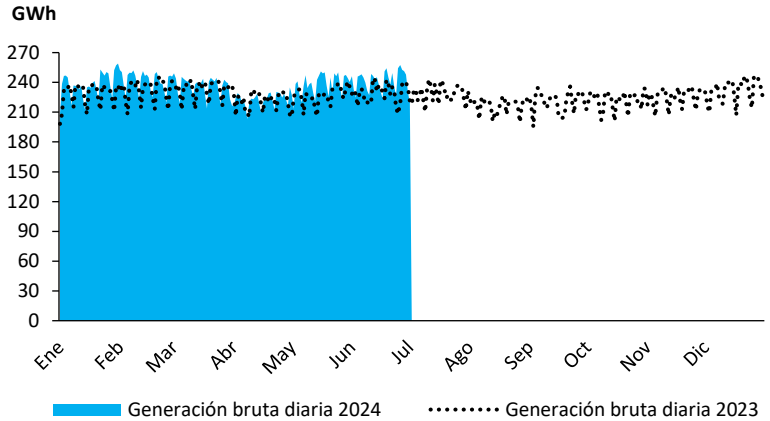
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2034



- Solar Fotovoltaico
- Hidro
- Eólico
- Diésel
- Solar Fotovoltaico con Almacenamiento
- Almacenamiento

Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MW)

2019	10.793
2020	10.907
2021	11.303
2022	11.906
2023	11.549

Fuente: Coordinador Eléctrico

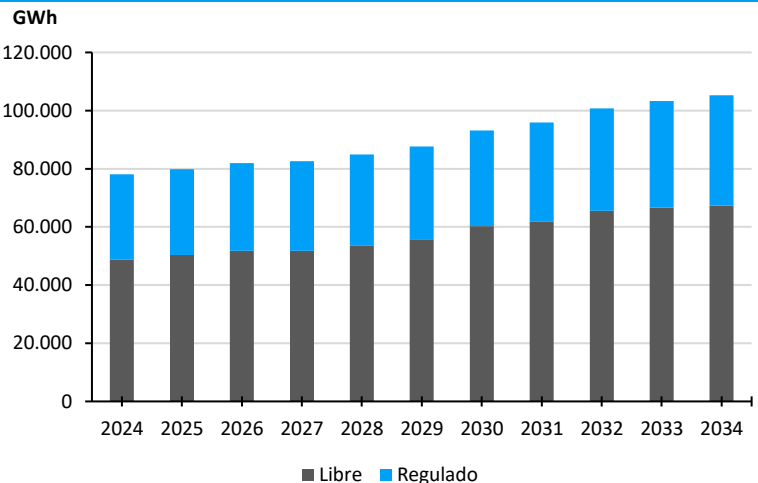
Capacidad Julio* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Jul. 2024	Rec. 2034
Eólica	5.126	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.396	1.026
Solar	10.505	2.082
Térmico	12.645	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	35.768	20.128

Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Julio 2024

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Tamango (Solar)	40	Sep-24	Don Humberto (Solar)	81	Oct-24
Andes IV (Solar)	212	Sep-24	Los Cóndores (Pasada)	150	Dic-24



NOTICIAS

Ingresa al SEIA nuevo proyecto de AES Andes y alcanza US\$3.000 millones en tramitación de parques fotovoltaicos con BESS

Durante las últimas seis semanas, AES Andes ingresó a tramitación ambiental tres proyectos fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento de baterías que tendrán una inversión total de US\$3.000 millones.

Estas centrales, que estarán ubicadas en las regiones de Tarapacá y Antofagasta, contemplan una capacidad instalada de más de **1.700 MW fotovoltaicos y 2.000 MW de sistemas de almacenamiento basados en baterías (BESS)**.

La compañía alcanzó este hito el jueves 5 de septiembre con el ingreso al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de su proyecto Solar Oriente, que contempla una inversión de US\$990 millones para una capacidad instalada de 581 MW fotovoltaicos y 809 MW de almacenamiento en la comuna de Pozo Almonte, región de Tarapacá.

A esta iniciativa se suman sus dos proyectos ingresados durante los meses de julio y agosto. Se trata de Altos del Sol, ubicado en la comuna y región de Antofagasta, y Llanos del Sol, que estará situado en la comuna de Pozo Almonte.

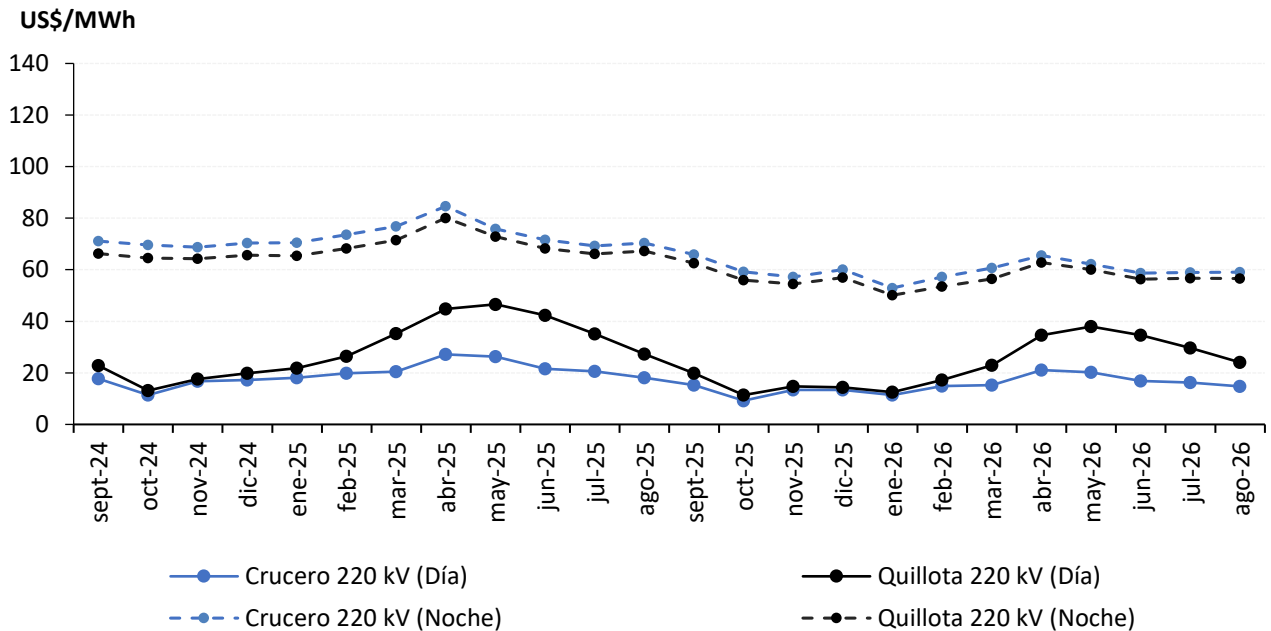
La compañía hoy cuenta con el portafolio en operación más grande de Latinoamérica, en materia de integración de sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías, apuntando a tener más de 1.600 MW a 2027. A esto se sumarían los 2.000 MW ingresados a tramitación ambiental antes de 2030.

Fuente: Revista Electricidad (09/09/2024)

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.



ÁREAS DE TRABAJO

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

www.valgesta.com

En la figura anterior se puede observar la proyección promedio de costos marginales para el periodo 2024 - 2026. Asimismo, se muestra que para los próximos meses del presente año se proyectan precios cercanos a los **22 US\$/MWh** durante las horas del día, y de **65 US\$/MWh** para las horas de la noche. Además, se observa que el costo marginal más bajo en horario solar se presentaría en el mes de octubre, llegando a un valor de **9 US\$/MWh**.

Es posible evidenciar que, considerando todas las posibles condiciones, para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **17,5 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **25 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.

Respecto al periodo nocturno, el costo marginal para la barra Crucero 220 kV es de **67,8 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **63,6 US\$/MWh**.

Los precios proyectados están condicionados al aporte hídrico y generación ERV. Es decir, si hay una menor cantidad de lluvia, los costos marginales tenderían a aumentar. De igual forma, si la generación ERV es baja, se tendrá baja disponibilidad de un recurso cuyo costo variable es bajo (prácticamente nulo) y su reemplazo por despacho de tecnologías de mayor costo variable (principalmente térmicas) tenderían a aumentar los costos marginales.

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

valgesta@valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922