

BOLETIN

AÑO 14 | Nº10 | OCTUBRE 2024

VALGESTA.COM

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





Por: Ramón Galaz, Director Ejecutivo Valgesta Nueva Energía Andrés Romero, Director Valgesta Nueva Energía, Secretario Ejecutivo CNE 2014-2018 Istuan Olaechea, Ingeniero de Estudios

Transparencia en el proceso de toma de decisiones regulatorias

A fines de noviembre de 2023, se promulgó el D.S. 70/2023 (DS70), del Ministerio de Energía, el que introdujo modificaciones relevantes al Reglamento de Potencia (DS 62/2006), en especial para incorporar a los sistemas de almacenamiento en dicho mercado. Uno de los elementos claves del decreto es su artículo primero transitorio, el cual establece una fórmula de cálculo, por 10 años, de la Potencia de Suficiencia de cada Sistema de Almacenamiento de Energía (SdA), determinando para ello una tabla con un porcentaje de reconocimiento de Potencia Inicial, de acuerdo con la cantidad de horas de capacidad de almacenamiento.

El equipo técnico de Valgesta analizó la tabla señalada, identificando que su contenido podría tener supuestos que no coincidirían con el modelo de optimización establecido en el nuevo artículo 37 del Reglamento de Potencia. Dado que en los antecedentes que sustentaron el DS70 no se encontraba el modelo utilizado, de manera informal se realizó una solicitud a la División de Mercados Eléctricos del Ministerio de Energía y a la CNE, con el objeto de obtener más información que permitiera replicar el proceso de cálculo realizado.

La necesidad de contar con ello se fundaba en que el modelo dispuesto en el DS70 establece requisitos mínimos, pero no exhaustivos de su diseño. Esto implica que se tienen que haber tomado decisiones explícitas de interpretación a la hora de hacer los cálculos de la tabla del artículo primero transitorio, y que se construyó el modelo de cálculo de Potencia de Suficiencia de sistemas de almacenamiento al cual se refiere el artículo 37 de Reglamento de Potencia. A modo de ejemplo, el CEN publicó en el mes de abril de 2024 el documento "Aporte a la Suficiencia de los Sistemas de Almacenamiento.pdf", en el cual están explícitas todas las variables, función objetivo, restricciones y parámetros del modelo. La memoria de cálculo en este caso correspondería a todos los parámetros seleccionados para cada ejecución del modelo, las restricciones a las cuales está sujeto el modelo, su función objetivo y el valor resultante de las variables para cada ejecución.

En aquella ocasión se nos ofreció publicar una minuta explicativa en la web del Ministerio, de tal manera que todo el mercado pudiese contar con la misma información, lo que al parecer de Valgesta pareció una respuesta razonable. Sin embargo, después de meses de espera sin que se publicara documento alguno, con fecha 19 de abril de 2024 se realizó una solicitud de acceso a la información por ley de transparencia a la Subsecretaría de Energía del siguiente tenor:

"Solicito acceder a la memoria de cálculo o el planteamiento en notación matemática, del modelo de optimización establecido en el artículo 37 del D.S. 70/2023, Ministerio de Energía, que introduce modificaciones al Reglamento de Potencia. En especial, solicito acceder a la planilla de cálculo mediante la cual se construyó la tabla del artículo primero transitorio de reconocimiento de potencia inicial de sistemas de almacenamiento."



Transparencia en el proceso de toma de decisiones regulatorias

La respuesta de la Subsecretaría de Energía fue entregada con fecha 20 de mayo, en la cual se nos señaló que "dicha documentación no existe en los términos requeridos, por lo que no es posible otorgarla. Sin perjuicio de lo anterior, es posible otorgar los elementos fundantes que permitieron tomar las decisiones finales de este Ministerio sobre la materia."¹

A nuestro entender, esta respuesta del Ministerio fue absolutamente insuficiente ya que sólo incorporó elementos generales utilizados para el cálculo y no el detalle metodológico que permitiera la replicabilidad del cálculo. En este sentido, la respuesta del Ministerio de Energía resulta incompleta e incluso insólita, toda vez que sin un modelo de cálculo no podrían haber propuesto la tabla del artículo primero transitorio del reglamento, o de lo contrario es posible interpretar que ésta no tendría fundamento técnico alguno y sería un acto arbitrario de la autoridad.

Por esta razón, recurrimos de amparo ante el Consejo para la Transparencia, el cual, con fecha 9 de octubre de 2024, nos notificó que se acogió totalmente el recurso interpuesto.

En sus considerandos tercero y cuarto, el CPLT señala:

- 3) "Que, en segundo lugar, cabe tener presente que, si bien el órgano complementó su respuesta y, con ocasión de sus descargos, acompañó nuevos antecedentes, en ellos no hace referencia al modelo en notación matemática y la memoria de cálculo asociada a la tabla presente en el artículo primero transitorio del decreto que indica, de manera expresa y precisa, al tenor de lo solicitado en el requerimiento que dio origen al presente amparo. En dicho contexto, vale tener en consideración lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de Transparencia, en el sentido de que "es pública la información elaborada con presupuesto público y toda otra información que obre en poder de los órganos de la Administración, cualquiera sea su formato, soporte, fecha de creación, origen, clasificación o procesamiento, a menos que esté sujeta a las excepciones señaladas".
- 4) "Que, en consecuencia, tratándose de información de carácter público que debe obrar en poder del órgano, respecto de la cual no se otorgó respuesta íntegra que permita satisfacer el requerimiento, ni se alegó causales de reserva que ponderar, este Consejo procederá a acoger el presente amparo, ordenando la entrega de la información reclamada, o en su defecto, en el evento de que, efectivamente, la documentación reclamada no exista o no obre en poder de la institución, luego de una búsqueda exhaustiva, se deberá explicar y acreditar dicha situación en forma pormenorizada en la etapa de cumplimiento, de conformidad a lo previsto en el numeral 2.3 de la Instrucción General N°10 de esta Corporación."

¹Se ha subido al LinkedIn de Valgesta las respuestas de la Subsecretaría de Energía dadas durante el proceso de solicitud de información y el dictamen del Consejo para la Transparencia.



Transparencia en el proceso de toma de decisiones regulatorias

Conforme con lo anterior, la respuesta de la Subsecretaría de Energía debe realizarse en el plazo de 5 días hábiles desde su notificación, el cual aún está pendiente. Esperamos que en esta ocasión se cumpla con la debida transparencia en los fundamentos que ha tenido la autoridad para adoptar una decisión clave para fomentar la inversión en sistemas de almacenamiento.

En efecto, entre los años 2024 y 2025 se estarían instalando sobre 2000 MW de capacidad en sistemas de almacenamiento, que tienen el potencial de almacenar un total de 8.200 MWh aproximadamente. Esta cifra representa un enorme éxito de las decisiones adoptadas por la autoridad, ya que para enfrentar los desacoples de costos marginales, reducir el vertimiento de energía y dar mayor flexibilidad a la operación del sistema, se requieren inversiones relevantes en SdA. Sin embargo, la opacidad mostrada en los fundamentos técnicos del artículo primero transitorio genera una fuerte señal de alerta para el desarrollo de estas inversiones, ya que, si efectivamente la tabla fue construida sin un cálculo matemático proveniente de un modelo de optimización bien formulado, estaríamos ante la presencia de una decisión arbitraria de la autoridad la que podría cuestionarse en el futuro. En caso contrario, al entregar la información el Ministerio de Energía podrá disipar las dudas que diversos especialistas han planteado sobre su formulación, lo que fortalecerá la política desarrollada en materia de SdA. De cualquier forma, y con el reglamento ya aprobado desde hace meses, es tarea de la Comisión Nacional de Energía elaborar una nueva Norma Técnica a la brevedad en la cual se disipen todas estas dudas, y en la cual haya claridad de la aplicación de la norma.

Finalmente, tal como Valgesta lo ha señalado en otras editoriales, esperamos que las decisiones regulatorias de relevancia para el mercado eléctrico, tales como propuestas de cambios legales y reglamentarios, siempre deben estar acompañados de informes de impacto regulatorio con todas las memorias de cálculo y antecedentes que los sustentan, de tal manera de que todo interesado pueda informarse, cuestionar o avalar las propuestas que la autoridad está realizando. La transparencia, publicidad y probidad de la función pública son ejes fundamentales para el fortalecimiento de nuestra democracia, compromiso asumido por el Presidente Boric en su campaña presidencial.²

² https://www.consejotransparencia.cl/informacion/firmo-por-la-transparencia/



NOTICIAS

Reporte mensual CNE: Energías renovables crecen un 15,5% en un año

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó su reporte mensual ERNC, correspondiente a septiembre de 2024. El informe señala que en el mes de agosto generación de Energías pasado Renovables No Convencionales (ERNC) en Chile alcanzó los 2.761 GWh, lo que representa un incremento del 2,5% en comparación con el mes anterior y un crecimiento del 15,5% con relación al mismo periodo del año pasado.

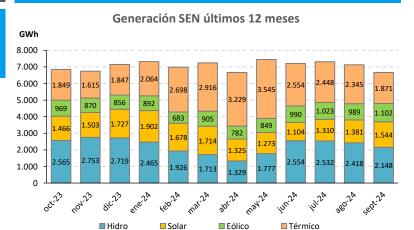
Las tecnologías solares y eólicas lideran la generación renovable, aportando el 17,1% y 26,8% respectivamente al total de la generación ERNC.

La energía solar fotovoltaica experimentó un crecimiento del 5,4%, mientras que la generación eólica, pese a una leve disminución del 2,7%, continúa siendo un pilar importante dentro de la matriz energética renovable.

Por otro lado, la generación basada en biomasa se mantuvo estable, contribuyendo con un 17,5%, mientras que las mini hidroeléctricas presentaron una leve caída del 1,3%, aunque siguen aportando al mix de generación con 16,4% de la producción total renovable.

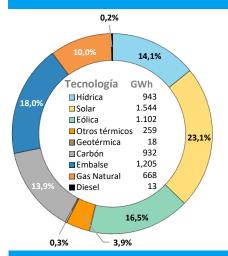
Fuente: Revista Electricidad (14/10/2024)

ESTADÍSTICAS SEPTIEMBRE 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

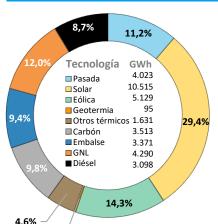
COMPOSICIÓN DESPACHO SEN SEPTIEMBRE 2024



Despacho de generación (GWh)			
Hidro	2.148		
Térmico	1.871		
Eólica	1.102		
Solar	1.544		
Geotérmica	18		
Total	6.683		

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN AGOSTO* 2024



0,3%

Capacidad Instalada SEN (MW)			
Hidro	7.394		
Térmico	12.646		
Eólica	5.129		
Solar	10.515		
Geotérmica	95		
Total	35.779		

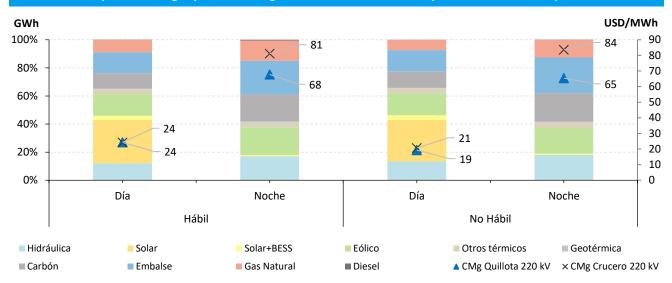
Fuente: Coordinador Eléctrico

*Última actualización del CEN de Agosto 2024





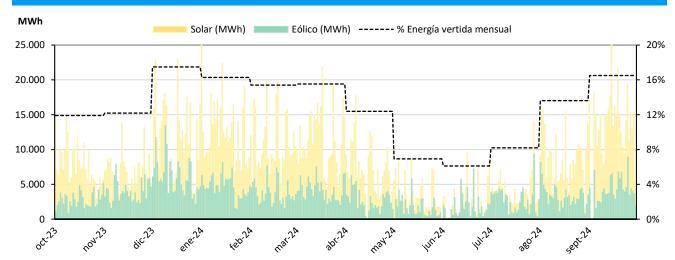
Generación por tecnología y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, Septiembre 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

En el gráfico anterior se puede observar 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 6:00 hasta las 21:59 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, El Manzano, Salvador, San Andrés, Tamaya, Uribe Solar), lo cual permite tener aporte de 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, Oct. 2023 – Sept. 2024



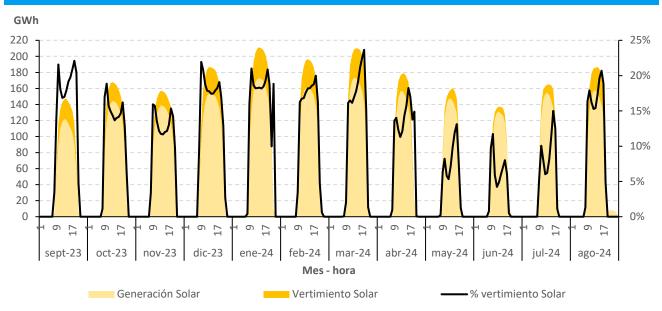
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

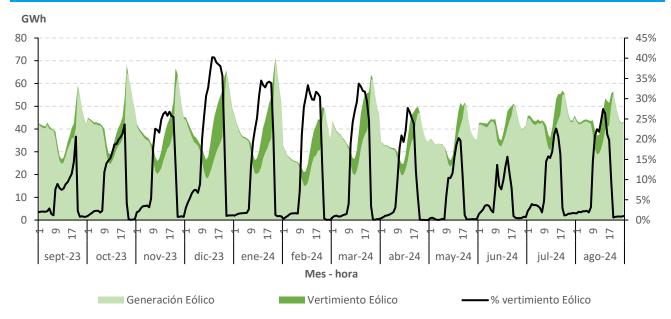


Reducción de energía Fotovoltaica mensual horaria, Septiembre 2023 – Agosto 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico

Reducción de energía Eólica mensual horaria, Septiembre 2023 – Agosto 2024



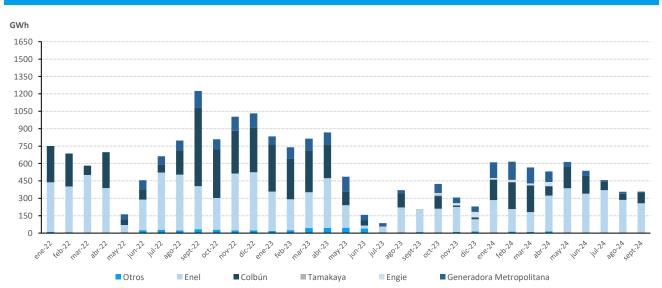
Fuente: Coordinador Eléctrico

Los gráficos muestran la reducción de energía y la generación horaria de las centrales solares y eólicas en el periodo comprendido entre septiembre 2023 y agosto 2024 (último mes actualizado con valores reales del SEN). Adicionalmente, se presenta el porcentaje de vertimiento de cada tecnología en relación con su generación.

Se observa que los meses con mayor porcentaje de vertimiento son también los que aportan una mayor cantidad de generación renovable al Sistema.



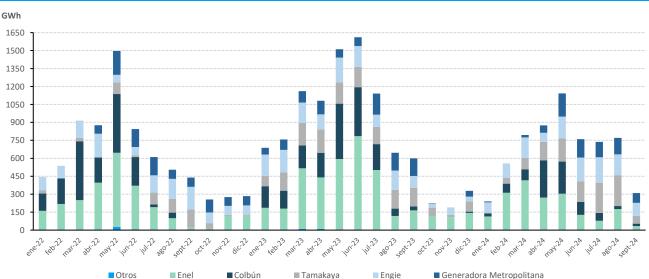




En septiembre de 2024 se generaron **358,4 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **71,4%** se atribuye a **Enel**, un 26,4% a Colbún, un 1,9% a Generadora Metropolitana, y el 0,3% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico





En septiembre de 2024, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **309,2 GWh**, lo que representó el **10% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **34,9%** es atribuible a la empresa **Engie**, un 26,4% a Generadora Metropolitana, un 21,2% a Tamakaya, un 10,5% a Enel, un 6,5% a Colbún, y el 0,4% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico



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

Precio Nudo Quillota 220 kV
Precio Nudo Crucero 220 kV
PMM SEN

70,9
83,4
101,8

Fuente: CNE

Costos marginales promedio Septiembre 2024 (\$/kWh)

 Crucero 220 kV
 41,9

 Cardones 220 kV
 39,0

 Pan de Azúcar 220 kV
 35,4

 Quillota 220 kV
 36,3

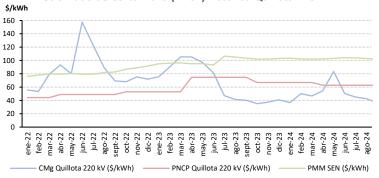
 Charrúa 220 kV
 32,6

 Puerto Montt 220 kV
 43,4

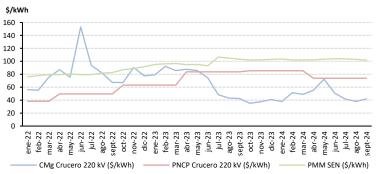
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

CNE mostró los avances regulatorios en materia de transición energética en Chile

La Comisión Nacional de Energía (CNE) fue invitada a la reunión "Empoderar a los reguladores para abordar la descarbonización", realizada en Brasil, por iniciativa del programa RETA (Regulatory Energy Transition Accelerator) de la Agencia Internacional de Energía, donde se destacó el trabajo realizado en materia regulatoria para avanzar en el proceso de transición energética en Chile.

El encuentro se efectuó en el marco de la 15ª Reunión Ministerial de Energía Limpia, cuyo objetivo es promover políticas y programas que respalden a este tipo de tecnologías energéticas, además de compartir lecciones aprendidas y mejores prácticas, y facilitar la transición a una economía global con menores niveles de emisiones de carbono.

Jerson Reyes, jefe del Departamento de Información, Innovación Energética y Relaciones Institucionales del organismo regulador, detalló el trabajo realizado en los últimos años para la expansión de las energías renovables variables (solar fotovoltaica y eólica) en el país, que actualmente suman más de 14.000 MW de capacidad instalada.

El personero también mencionó como la incorporación del concepto de flexibilidad se ha incorporado en la operación del sistema eléctrico chileno, junto al avance del plan de desconexión de centrales térmicas a carbón, que son autorizadas por la CNE.

Asimismo, planteó el trabajo regulatorio con miras a desarrollar la complementariedad tecnológica, mediante sistemas de almacenamiento de energía, junto con explorar medidas para la adaptación del mercado mayorista de energía, como un desafío en la actual etapa de la transición energética.

Otro punto abordado en la exposición de la CNE fue la colaboración permanente entre la autoridad política y el regulador del sector energía, la complementariedad de las visiones entre la política energética y el accionar del regulador, la institucionalidad del sector energético en materias de resolución de discrepancias entre los agentes del sector y las funciones del regulador en materia de monitoreo y asesoramiento al gobierno, los que fueron señalados como habilitantes para el avance de la transición energética en Chile.

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



Balance ERNC Agosto 2024

Total retiros afectos a obligación (GWh)	3.877
Obligación ERNC (GWh)	655
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	16,9%
Inyección ERNC (GWh)	2.774
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	71,5%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Zona norte del sistema eléctrico aporta 41,3% de generación bruta durante el presente año

Entre enero y julio del presente año, la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), entre Arica-Parinacota y Coquimbo, ha aportado un 41,3% de la generación eléctrica total, de la cual 55,8% proviene de fuentes energéticas renovables, especialmente solares fotovoltaicas y eólicas, según señala el Reporte de Mercados Eléctricos del Ministerio de Energía.

De acuerdo con los datos del documento, después viene la zona centro del SEN, entre Valparaíso y El Maule, con una participación de 33,9%, donde el 54,6% corresponde a lo generado por centrales de energías renovables, donde las centrales hidráulicas tuvieron un rol relevante, mientras que la zona sur -entre las regiones de Ñuble y Los Lagos- registra 24,8%, dentro de lo cual el 82,6% viene de unidades renovables, especialmente hidráulicas y eólicas.

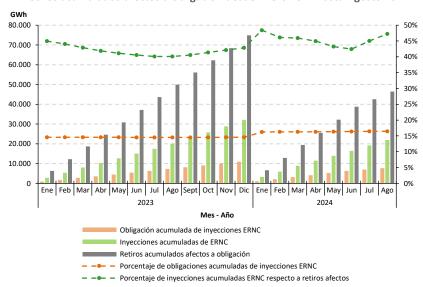
El reporta también destaca que la participación horaria promedio de la tecnología solar y de la eólica en julio llegó a 31%, representando un aumento de 5% respecto a igual mes del año pasado.

En cuanto al nivel de los costos marginales, en julio se anotó una disminución en las barras Crucero (-25%), Quillota (-19%)y Puerto Montt (-14%), respecto a julio de 2023.

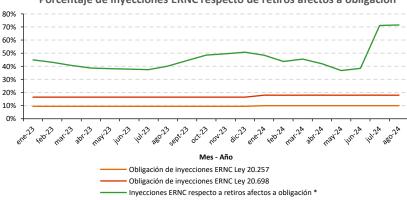
Fuente: Electro Minería (14/10/2024)

BALANCE ERNC AGOSTO 2024

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



* Respecto a los meses de jul-24 y ago-24, algunos suministradores no tienen datos en la planilla del CEN, lo cual repercute en el porcentaje de inyecciones ERNC respecto a 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 agosto 2024, corresponden a **46.491 GWh**.

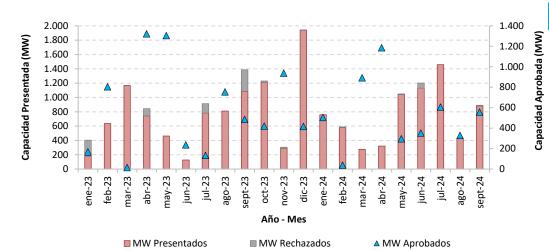
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de agosto 2024 correspondió a **7.654 GWh**, lo que corresponde a un **16,9%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC agosto 2024, fueron de **21.968 GWh**, lo que corresponde a un **71,5%** 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, aprobados y rechazados en el SEIA hasta Septiembre 2024



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en septiembre de 2024 ingresaron un total de 882 MW de potencia. Se registraron 558 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

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

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Pillancó	Pillanco SpA	208	Solar + BESS	09-09-2024
Planta Fotovoltaica Loma Verde Solar con Almacenamiento	LOMA VERDE SOLAR SPA	84	Solar + BESS	10-09-2024
Parque Fotovoltaico Solar Oriente	Solar Oriente SpA	581,4	Solar + BESS	12-09-2024
Parque Fotovoltaico Queltehue	QUELTEHUE SPA	9	Solar	23-09-2024

Principales proyectos aprobados por el SEIA en Septiembre 2024

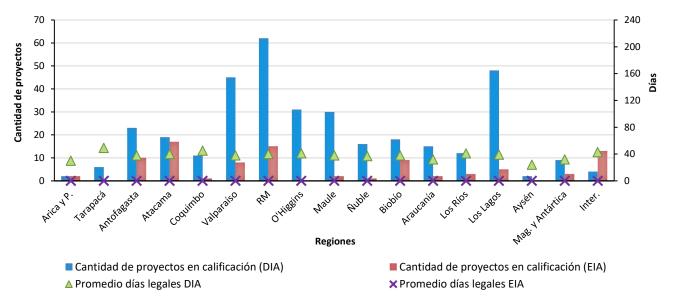
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Culenco	UKA CHILE & CIA	256	Solar + BESS	21-02-2022
Proyecto Solar Fotovoltaico Don Darío	PSF DON DARÍO SPA	210	Solar	21-04-2022
Parque Fotovoltaico Isidora Solar	CVE Proyecto Veintidos SpA	9	Solar	21-12-2022
Sol de León	SOL DE LEON SPA 50		Solar	20-07-2023
Parque Fotovoltaico Los Arrayanes	ENERGIA RENOVABLE ZAFIRO SPA	9	Solar + BESS	24-07-2023
Parque Fotovoltaico Ostolazas	SOLAR TI CINCUENTA Y CINCO SPA	9	Solar + BESS	22-09-2023
Planta Solar Carmencita	PLANTA SOLAR CARMENCITA SPA		Solar	18-10-2023
Parque Fotovoltaico Pichirropulli	ENERGIA RENOVABLE AGATA SPA	6	Solar + BESS	20-12-2023

Fuente: SEIA (e-SEIA)



Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

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



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Energía solar térmica en Chile: Una alternativa clave en la transición energética

La energía solar térmica ha emergido como una solución robusta y eficiente para la generación de calor en sectores industriales y residenciales. Como una de sus principales características, destaca su alta capacidad para desplazar el consumo de combustibles fósiles y, por lo tanto, reducir las emisiones de CO2, ventaja esencial en la carrera hacia la descarbonización global.

En el presente reportaje exploramos los avances y desafíos de esta tecnología en Chile, junto con perspectivas de expertos, la experiencia del proyecto Pampa Elvira y estudios realizados por Fraunhofer Chile, que han demostrado su potencial tanto en términos de ahorro económico como de impactos ambientales positivos.

Los sistemas solares térmicos (SST) se distinguen por su capacidad de convertir la radiación solar directamente en calor, con eficiencias que oscilan entre el 60% y el 80%, dependiendo de los tipos de colectores empleados.

Según Rodrigo Barraza, académico e investigador del Centro de Transición Energética (Centra) de la Facultad de Ingeniería y Ciencias de la Universidad Adolfo Ibáñez (UAI), esta tecnología tiene aplicaciones en procesos que requieren calor de baja y media temperatura, como por ejemplo el secado y la limpieza en las industrias alimentaria y minera. Añade que en el ámbito residencial es una excelente opción para el calentamiento de agua, aportando ahorros económicos y una reducción significativa en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

"Los principales beneficios de la energía solar térmica incluyen el ahorro económico, al sustituir el uso de combustibles fósiles, lo que reduce significativamente los costos operacionales en la generación de calor. Además, contribuye a mitigar el impacto ambiental, al disminuir tanto las emisiones contaminantes locales –por ejemplo, material particulado– como las globales, reduciendo las emisiones de CO2", explica Barraza.

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.

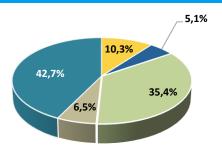
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

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**.

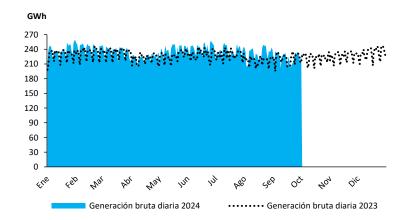
Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

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



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

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



Fuente: Coordinador Fléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MW)

2019	10.793
2020	10.907
2021	11.303
2022	11.906
2023	11.549

Fuente: Coordinador Eléctrico

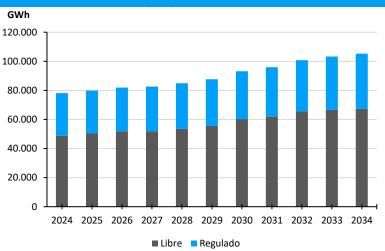
Capacidad Agosto* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

А	go. 2024	Rec. 2034
Eólica	5.129	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.394	1.026
Solar	10.515	2.082
Térmico	12.646	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	35.779	20.128

Fuente: ITD Segundo Semestre 2024, CNE

*Última actualización del CEN de Agosto 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
Don Humberto (Solar)	81	Oct-24	Tamarico (Solar)	165	Dic-24
Punta de Talca (Solar)	80	Nov-24	Los Cóndores (Pasada)	150	Dic-24





NOTICIAS

Participación de generación ERNC llegó a 37,9% a agosto

La participación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la generación bruta del sistema eléctrico **llegó a 37,9% entre enero y agosto de este año**, en un aporte que **aumenta a 64,4%**, si es que se agrega la inyección de energía provenientes de centrales hidroeléctricas, de pasada y de embalse, y de almacenamiento mediante sistemas de baterías.

Así lo indica el reporte mensual de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera A.G.), donde también se registra el crecimiento que experimenta la generación bruta producida por las platas de almacenamiento, que ya llega a 0,5% del total.

La tecnología ERNC con mayor participación es la solar fotovoltaica, con un acumulado de 20,2% en los primeros ocho meses del presente año, mientras que los parques eólicos anotan un aporte de 12,8%.

Por su lado, el aporte de las centrales hidráulicas de embalse es de 17,8% y el de las centrales de pasada llega a 8,2%.

La generación térmica, por su parte, tiene una participación acumulada de 35,6%, con las centrales de gas natural que encabezan la lista, con 17,7%, seguido del carbón, con 16,4%.

El reporte señala que, durante agosto pasado, la máxima participación horaria ERNC alcanzó un 74,9%, y se produjo a las 12 horas del 24 de agosto, el cual estuvo compuesto por un 84,4% de energía solar y un 10,3% de energía eólica, entre otros.

«Durante los últimos 12 meses, la máxima participación horaria de ERNC ocurrió a las 13:00 horas del 9 de abril de 2024, cuando el 75,3% de toda la energía eléctrica producida provino de fuentes ERNC», indica el documento gremial.

Fuente: Electrominería (20/09/2024)

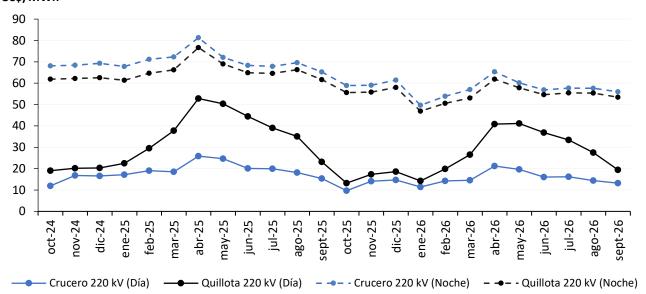


PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

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.

US\$/MWh





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 23 US\$/MWh durante las horas del día, y de 63 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 9,7 US\$/MWh.

Además, el gráfico permite evidenciar que, considerando todas las posibles condiciones, para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **17,1 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **28,7 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.

Respecto al periodo nocturno, el costo marginal para la barra Crucero 220 kV es de 65,6 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 61,3 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.com

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

