

# BOLETIN

AÑO 13 | Nº11 | **NOVIEMBRE** 2023

# VALGESTA.COM

contacto@valgesta.com Alonso de Córdova 590 of. 402, Las Condes (+56 2) 2224 9704



Por: Equipo Valgesta Nueva Energía

El Proyecto de Ley de Transición Energética en discusión en el Senado plantea, entre otros temas, la realización de una licitación pública para el desarrollo de infraestructura en sistemas de almacenamiento, para solucionar los problemas de congestión que presenta nuestro sistema de transmisión producto de la alta participación de energía renovable variable actual y futura.

Sin embargo, es necesario tener presente que el desarrollo del mercado eléctrico chileno de generación se ha estructurado a partir de inversiones privadas, justificándose la intervención de políticas públicas en caso de que existan fallas de mercado que impidan el desarrollo de los objetivos de seguridad, eficiencia y sustentabilidad que demandamos de este mercado. De la misma manera, dicha intervención debe demostrar mediante análisis objetivos y transparentes los distintos impactos que se generarían para el sistema y los agentes que lo conforman, en términos de costos de operación, emisiones (CO2, MP, NOX y SOX), integración de ERNC (vertimientos), flexibilidad, suficiencia, entre otros.

Tal como lo han planteado diversos agentes de la industria, el actual desarrollo de sistemas de almacenamiento no evidenciaría una "falla de mercado" para el desarrollo de estas inversiones, sino que se requiere la materialización de señales regulatorias aún pendientes como las modificaciones al Reglamento de Potencia. Sin embargo, es posible que la iniciativa privada no sea suficiente para lograr una operación óptima del sistema y se requiera un instrumento que acelere su desarrollo. Para justificar esta intervención, es necesario que la autoridad señale con claridad por qué se requiere (¿cuál es el objetivo que no estaríamos cumpliendo?; ¿cuál es la falla de mercado que se quiere solucionar?) y cuáles son los impactos que produciría la intervención, ya que ésta será financiada por todos los clientes libres y regulados. Nuevamente reiteramos, tal como lo hemos realizado en otras editoriales, la urgente necesidad y deber de parte de la autoridad de acompañar el debido Informe de Impacto Regulatorio a sus iniciativas legales y reglamentarias.

En este contexto, Valgesta Nueva Energía ha realizado un primer análisis que aborda el impacto del aumento de la capacidad instalada en sistemas de almacenamiento en el costo de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).



#### Caso de Estudio

Bajo la premisa de que los sistemas de almacenamiento permitirían resolver, al menos en parte, los problemas que genera el retraso en la expansión del sistema de transmisión, el caso estudiado corresponde a la comparación de los costos de operación del SEN para escenarios con y sin restricciones de transmisión (al que hemos denominado "Transmisión Infinita"), con objeto de estimar el beneficio potencial asociado a contar con un sistema sin restricciones de transmisión, el que podría ser destinado a inversión en mayor capacidad de sistemas de almacenamiento.

Para esto, se simuló la operación económica del SEN mediante el modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP por sus siglas en inglés) y se obtuvo estadística económica y de operación del sistema para dos escenarios, los que se describen a continuación:

- Escenario Base: Corresponde a un escenario de referencia, que se elaboró en base a supuestos de desarrollo futuro del sistema que se asumen como representativos y plausibles de acuerdo con la información pública disponible.
- Escenario Transmisión (Tx) Infinita: Es un escenario homólogo al Escenario Base, pero sin considerar restricciones asociadas a la capacidad de transmisión; equivalente a una simulación "uninodal", pero considerando las pérdidas eléctricas por transmisión.

Entre los resultados de las simulaciones, se obtuvieron, para ambos escenarios, los costos de operación del sistema, costos marginales, vertimientos, entre otros.

#### Metodología de análisis y resultados de la Evaluación

Para la evaluación, se definió una metodología similar a la que se aplica en el Proceso de Planificación de la Transmisión, puesto que permite cuantificar los beneficios netos asociados a la reducción de costos operacionales del sistema producto de la instalación de infraestructura.

En primer lugar, se estimó la diferencia del costo de operación entre el "Escenario Base" y el "Escenario Tx Infinita", asumiendo que ello permite estimar el beneficio neto potencial que se podría capturar con la instalación de sistemas de almacenamiento (Ver Figura 1, diferencial entre línea azul y naranja).



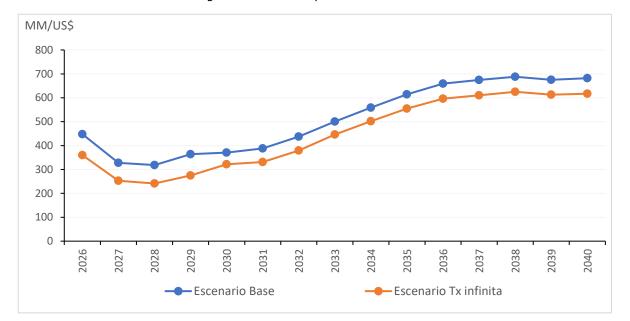


Figura 1. Costos de operación del sistema

A partir de los resultados, se calculó el valor presente de los flujos correspondientes al diferencial de costos de operación para el periodo 2026-2040, que internaliza la vida útil<sup>1</sup> de los sistemas de almacenamiento. A continuación, la Tabla 1 muestra los resultados que para distintas condiciones hidrológicas.

Tabla 1. Valor presente del costo operativo térmico Escenario Base vs Escenario Tx Infinita

Escenario hidrológico	Valor Presente del Co (MN	Diferencial en Valor Presente (MMUSD)	
	Escenario Base Escenario Tx Infinita		
P20	2,676	2,203	473
P25	2,827	2,350	477
Promedio	4,171	3,593	578
P75	5,291	4,633	658
P80	5,555	4,881	673

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Se considera una vida útil de 15 años en base a lo considerado en el Annual Technology Baseline 2023 del National Renewable Energy Laboratory (NREL) para la tecnología "Utility-Scale Baterry Storage".



Con los resultados de la columna de la derecha, se determinó la capacidad en sistemas de almacenamiento que es posible de instalar con el valor presente de los beneficios. Para ello se utilizaron como base el costo de desarrollo de los sistemas de almacenamiento<sup>2</sup> para 5 horas y los valores antes mencionados.

La Tabla 2 muestra los resultados obtenidos del análisis anterior.

Tabla 2. Capacidad instalada de almacenamiento por escenario

	Capacidad según curva de inversión (MW)						
Escenario Hidrológico		NREL 2022			NREL 2023		
	Conservador	Moderado	Optimista	Conservador	Moderado	Optimista	
P20	267	330	365	209	267	335	
P25	269	332	368	211	269	338	
Promedio	326	403	446	255	326	410	
P75	371	458	507	291	371	466	
P80	380	469	519	297	380	477	

Los resultados obtenidos muestran que dependiendo del escenario la capacidad en sistemas de almacenamiento a instalar sustentada en el valor presente de los beneficios potenciales está entre 209 y 519 MW para el año 2026.

#### ¿Qué impacto tiene esto?

Con el objeto de determinar cómo impactan estas inversiones en la operación del sistema (costos de operación), se buscó determinar cómo el sistema logró capturar el beneficio asociado a dichas inversiones. Para ello se simuló la operación del sistema, utilizando la misma metodología, considerando la instalación de sistemas de almacenamiento de 380 MW – 5 horas.

Los resultados se muestran en la Tabla 3.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Los costos de desarrollo se obtuvieron del Annual Technology Baseline 2022 y 2023 del National Renewable Energy Laboratory (NREL) para la tecnología "Utility-Scale Baterry Storage", y se ajustaron para sistemas de almacenamiento de 5 horas, se añadieron los costos de traer la tecnología al país (15%) y se ajustaron por CPI.



Tabla 3. Valor presente del costo operativo térmico con incorporación de BESS (380 MW – 5 horas)

Escenario hidrológico	Valor Presente del Costo Operativo con Incorporación BESS (380 MW – 5 horas) MMUSD	Diferencias con Escenario Base (MMUSD)
P20	2.584	93
P25	2.735	93
Promedio	4.071	100
P75	5.183	108
P80	5.474	80

Los resultados muestran que las inversiones en almacenamiento no logran capturar todo el beneficio potencial. En efecto solo se logran capturar una reducción del costo de operación de 100 MM USD de un potencial de 578 MM USD para la condición hidrológica promedio, a partir de una inversión de 673 MM USD.

#### **Conclusiones**

A partir del análisis realizado, es posible concluir lo siguiente:

- La incorporación de almacenamiento reduce los costos de operación del sistema. Sin embargo, el análisis costo beneficio, solo observando este indicador (costo de operación del sistema), no resulta favorable.
- De lo anterior se desprende que, si bien existe beneficio asociado a la incorporación de sistemas de almacenamiento, el costo de inversión actual de estos sistemas no viabilizaría su incorporación en el corto plazo (solo observado el impacto en el costo de operación del sistema).
- Se hace necesario, por lo tanto, para complementar el análisis, observar los impactos de la incorporación de sistema de almacenamiento en: reducción de emisiones, mayor integración de ERNC (reducción de vertimientos), aumento de la flexibilidad del sistema (disminución de la energía en reserva), aumento de la suficiencia del sistema (disminución de la probabilidad de perdida de carga), entre otros.



 Finalmente, en cualquier caso y a partir del análisis realizado se puede indicar que cualquier definición de política pública debe hacer un análisis costo beneficio de todos los impactos asociados a la implementación de dicha política.

Por ello, creemos necesario introducir en el proyecto de ley normas que exijan a la autoridad, antes de proceder con licitaciones de sistemas de almacenamiento, justificar con informes que sean públicos, auditables y posibles de discrepar ante el Panel de Expertos por parte de los distintos agentes, las razones que justifican la intervención y los impactos en términos de costo beneficio en las diversas dimensiones. Sólo de esta manera, podremos tener la tranquilidad y confianza que este tipo de decisiones son mejores para los consumidores que la inacción por parte del Estado.





## **NOTICIAS**

## Coordinador Eléctrico adjudicó 13 Obras Nuevas y 11 Obras de Ampliación

En el marco del proceso licitatorio de obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal, amparados en los Decretos Exentos N°229/2021. N°257/2022, N°200/2022 N°185/2021, todos del Ministerio de Energía, el Coordinador Eléctrico Nacional publicó el acta de adjudicación.

El proceso consideró la licitación de 15 obras nuevas y 14 de obras de ampliación condicionadas, donde se adjudicaron 13 y 11 obras, respectivamente, equivalente a una tasa de adjudicación del 83%, considerando un VATT adjudicado de Obras Nuevas que asciende a US\$ 20,7 millones y un VI adjudicado de Obras de Ampliación Condicionadas que asciende a US\$ 72,1 millones.

Respecto a las obras del Grupo N°1, compuesto por Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre, Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT), Ampliación en S/E Parinas 500 kV (IM) Y 220 kV (IM), luego de la aplicación de Valor Máximo fijado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) a través de la Resolución Exenta Reservada N° 506 del 23 de octubre 2023, éste quedó desierto.

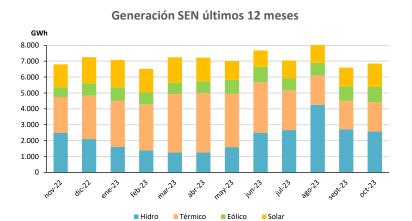
Respecto del Grupo N° 8, compuesto por Nueva S/E Seccionadora La Invernada y Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BPS), quedó desierto debido a la no recepción de ofertas.

El acta de Adjudicación de este proceso se encuentra disponible desde el viernes 3 de noviembre.

A partir de este momento los adjudicatarios deberán formalizar la aceptación, lo que será parte de los expedientes que serán enviados al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de (CNE) y la Superintendencia Electricidad y Combustibles (SEC) para publicación de los respectivos Decretos Adjudicación por parte del Ministerio de Energía.

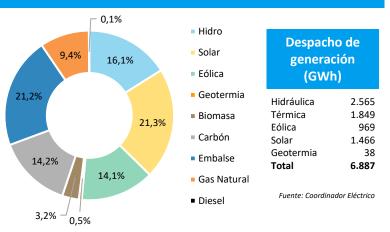
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (03/11/2023)

#### **ESTADÍSTICAS OCTUBRE 2023**

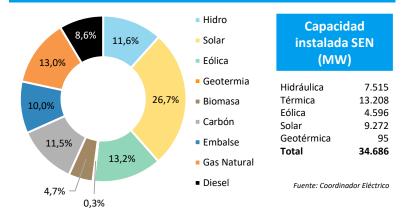


Fuente: Coordinador Eléctrico

## COMPOSICIÓN DESPACHO SEN OCTUBRE 2023

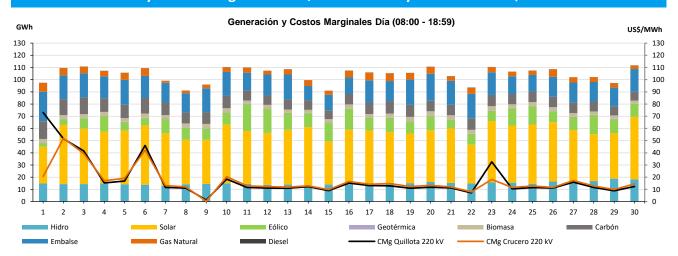


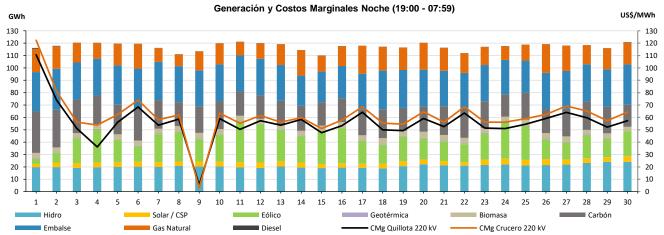
#### **CAPACIDAD INSTALADA SEN OCTUBRE 2023**



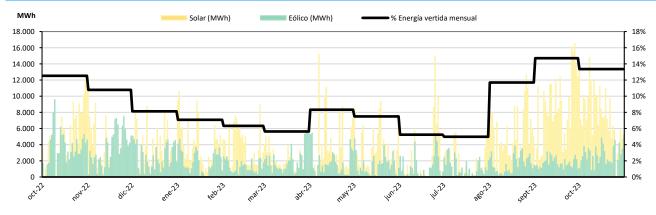


## Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, octubre 2023





#### Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, octubre 2022 – octubre 2023



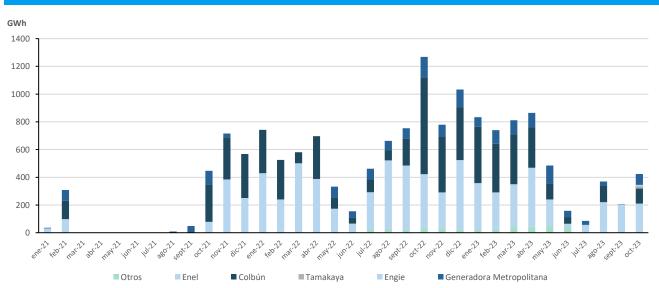
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde octubre del año 2022 hasta octubre\* del año 2023, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

<sup>\*</sup>La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de octubre 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.



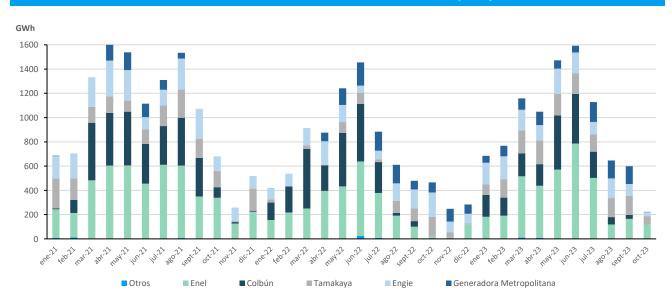




En octubre de 2023 se generaron **424,1 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un 48,1% es atribuible a la empresa Enel, un 25,7% a Colbún, un 18,6% a Generadora Metropolitana, un 3,7% a Tamakaya, un 2,5% a Engie y un 1,4% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En octubre de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **223,5 GWh**, lo que representó el 9,4% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 52,4% se atribuye a Enel, un 31% a Tamakaya, un 14,5% a Engie, un 1,5% a Generadora Metropolitana y el 0,6% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico



# Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM octubre 2023 (\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV 83,8 Precio Nudo Crucero 220 kV 106,9 PMM SEN 101,9

Fuente: CNE

# Costos marginales promedio octubre 2023 (\$/kWh)

 Crucero 220 kV
 35,2

 Cardones 220 kV
 33,0

 Pan de Azúcar 220 kV
 33,0

 Quillota 220 kV
 33,2

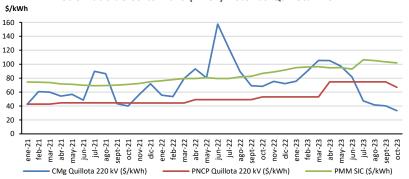
 Charrúa 220 kV
 26,6

 Puerto Montt 220 kV
 28,3

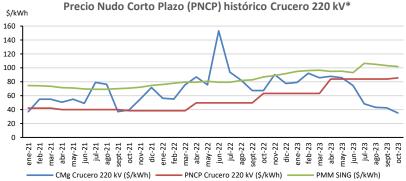
Fuente: Coordinador Eléctrico

## 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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

#### **NOTICIAS**

#### Coordinador Eléctrico impulsa relicitación de obras para ampliar sistemas de transmisión

El Coordinador Eléctrico Nacional realizó el llamado a licitación pública internacional para la adjudicación de la construcción, ejecución y explotación de cinco obras de ampliación de la transmisión, pertenecientes a los Decretos N° 293-2018 y N° 198-2019 del Ministerio de Energía, cuya inversión referencial previa asciende a **US\$ 10 millones**.

La relicitación se enmarca en la aplicación del **Artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión**, el cual permite que, en caso de que el adjudicatario de una Obra de Ampliación incumpla las obligaciones establecidas en las bases de licitación o las contenidas en el decreto de adjudicación, se pueda continuar con el desarrollo de la obra con un nuevo adjudicatario.

En esta línea, el Coordinador emitió los informes requeridos por el referido articulo con el detalle de los avances físicos y financieros a la Comisión Nacional de Energía y este organismo confirmó los valores de inversión referencial y plazos fijados en los respectivos decretos de expansión. Las bases quedaron disponibles a partir del 30 de octubre.

Dentro de las obras incluidas en este proceso destacan el Aumento de Capacidad de la Línea 1×66 kV, Monterrico-Cocharcas, de la Línea 1×66 kV Charrúa-Chillán, y el nuevo Transformar en la Subestación La Calera, entre otros.

Como en otros procesos que ha impulsado este año, el Coordinador ha introducido una serie de mejoras a las bases de licitación, por ejemplo, incorporando nuevas 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, así como adecuaciones en las especificaciones técnicas en colaboración con los propietarios de dichas instalaciones y la incorporación de inhabilidades para empresas que en el pasado hayan incumplido con las obligaciones fijadas en bases de licitación para el correcto desarrollo de obras licitadas por el 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 26 de febrero de 2024.

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 28 de diciembre de 2023 y la presentación de ofertas hasta el 27 de marzo de 2024 a las 16:00 horas, considerando una Adjudicación del Coordinador programada para el 27 de junio de 2024.

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



#### **Balance ERNC Septiembre 2023**

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.124
Obligación ERNC (GWh)	892
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	14,6%
Inyección ERNC (GWh)	2.724
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	44,5%
Fuente: Coordin	ador Eléctrico

#### **NOTICIAS**

#### Línea de transmisión Kimal-Lo Aguirre ingresa al Estudio de Impacto Ambiental para iniciar obras

Desde la firma explicaron que se espera que el proyecto entre en operación el año 2029, siendo el primero en corriente continua que se desarrolla en Chile.

En concreto, se trata de un proyecto que tiene una inversión referencial, establecida adjudicarse la obra, es de US\$1.480 millones, y tendrá una capacidad de hasta 3000 MW de energía, en circuito bipolo de ±600 kV. Considera una extensión de 1.342 Km, con 2.686 torres, y la construcción de dos subestaciones convertidoras HVAC/HVDC de 1500 MW en Kimal, comuna de María Elena Región de Antofagasta, y Lo Aguirre, comuna de Pudahuel Región Metropolitana.

De esta forma, el proyecto pasará por las comunas de María Elena, Sierra Gorda, Antofagasta, Taltal, Diego de Almagro, Copiapó, Tierra Amarilla, Vallenar, La Higuera, La Serena, Vicuña, Andacollo, Río Hurtado, Ovalle, Punitagui, Combarbalá, Canela, Illapel, Los Vilos, Petorca, Cabildo, La Ligua, Catemu, Panquehue, Llay Llay, Tiltil, Lampa y Pudahuel.

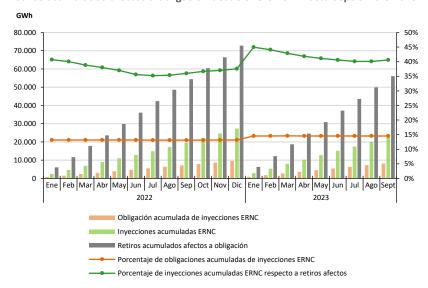
El proyecto tiene una vida útil de carácter indefinido, y por lo tanto, la operación y mantenimiento también, con un requerimiento de trabajadores aproximado de 56 personas.

La iniciativa se enmarcara en el plan de expansión de la transmisión realizado por la Comisión Nacional de Energía, y también se vincula al compromiso de descarbonización de la matriz energética de cara al año 2030 y la neutralidad de emisiones para el 2050.

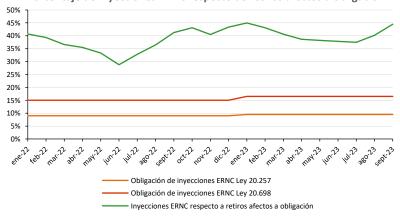
Fuente: La Tercera (23/10/2023)

#### **BALANCE ERNC SEPTIEMBRE 2023**

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



#### Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

#### **Acreditaciones ERNC**

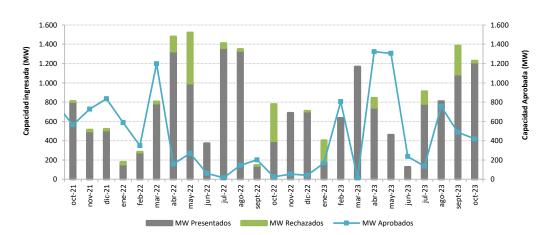
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) desde enero hasta septiembre 2023, corresponden a 56.078 GWh.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC desde enero hasta septiembre 2023 correspondió a 8.149 GWh, lo que corresponde a un 14,5% respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC desde enero hasta septiembre 2023, fueron de 22.764 GWh, lo que corresponde a un 40,6% respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.



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



#### **Estado de Proyectos**

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en octubre de 2023 ingresaron un total de 1.650 MW de potencia. Se registraron 420 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

## Principales proyectos aprobados en el SEIA en octubre 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Proyecto Parque Fotovoltaico Alwa II	Alwa II SpA	198	Solar + BESS	12-07-2022
Parque Fotovoltaico Libélula	Engie Energía Chile S.A.	199,2	Solar	17-05-2021

#### Principales proyectos en calificación en el SEIA en octubre 2023

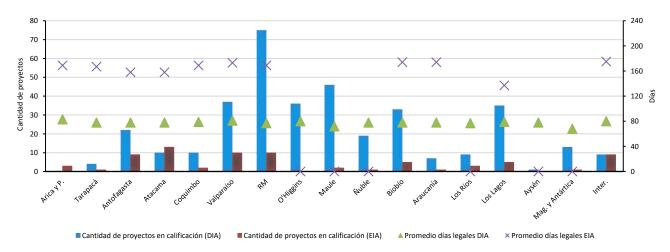
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Casas Viejas Solar	LUZ DE SOL 5 SPA	161	Solar + BESS	25-10-2023
Parque Fotovoltaico Triqueta	GR PUYEHUE SPA	130	Solar + BESS	24-10-2023
La Mocha Solar	LA MOCHA SOLAR SPA	160	Solar	23-10-2023
Parque Fotovoltaico Lucía Solar	CVE Proyecto Treinta y Cuatro SPA	49	Solar + BESS	23-10-2023
Proyecto Solar Fotovoltaico Lampa	Proyecto Solar Fotovoltaico Lampa SpA	108	Solar + BESS	23-10-2023
Parque Fotovoltaico Don Carlos	OPDE CHILE SpA	235	Solar + BESS	17-10-2023
Parque Eólico Los Portones	Engie Energía Chile S.A.	167	Solar + BESS	13-10-2023
Parque Eólico Fénix	Parque Eólico Maqui SpA	144	Solar + BESS	12-10-2023

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 2022 hasta octubre de 2023.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

#### **NOTICIAS**

#### Generadora Metropolitana realizará el retiro definitivo de Central Renca

El 3 de noviembre la Comisión Nacional de Energía aprobó el retiro de la central, tras la solicitud realizada por la empresa en 2021.

Dos años después de la primera solicitud de su retiro, finalmente este año se consolidará el cese definitivo de las unidades 1 y 2 de Renca. Esta central es una de las primeras de Chile, fue fundada en 1962 y opera como respaldo desde 1998. En sus inicios operaba con carbón y más tarde fue convertida para utilizar diésel.

Su funcionamiento estaba condicionado a la necesidad del sistema y **no operaba desde 2011**, por lo que esta acción no genera cambios a nivel de la dotación de trabajadores.

Las unidades Renca 1 y 2 cuentan con resolución de calificación ambiental favorable hasta agosto de 2025, pero la empresa solicitó su retiro para enfocarse en sus centrales y proyectos más modernos y sustentables.

Al respecto, el gerente general de Generadora Metropolitana, Diego Hollweck, afirmó que «si bien la Central Renca fue, en su momento, un pilar importante para la industria energética nacional, hoy avanzamos por el camino de la transición energética a través de centrales y proyectos más sustentables. Estamos en la última etapa del proyecto fotovoltaico CEME1 y continuamos con la operación de nuestras unidades de bajas emisiones, como lo es Central Nueva Renca».

En el sitio adyacente continuará funcionando la **Central Nueva Renca** en Santiago, la cual es un **ciclo combinado a gas natural con 379 MW** de potencia instalada. Esta unidad cuenta con tecnología de punta y continuará entregando seguridad al sistema de manera eficiente y limpia. El gas natural, al ser una tecnología confiable y menos contaminante, tiene un rol estratégico en la transición energética.

Generadora Metropolitana cuenta también con la Central de Los Vientos, ubicada en la comuna de Llay-Llay, la cual es la primera central chilena en convertirse de diésel a gas natural, y la Central Santa Lidia, en Cabrero.

Además, la empresa está desarrollando **CEME1**, la planta fotovoltaica más grande en construcción de Chile, con una capacidad instalada de **480 MW**. Este parque solar está ubicado en María Elena, región de Antofagasta, y actualmente se encuentra con un 90% de avance.

# Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2023

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2033 de **18.193 MW**. Esta proyección incluye centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada de **766 MW** para el año 2033.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de **84 MW** entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y posterior a ese año no se considera ninguna más.

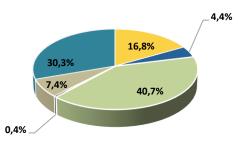
Para el año 2033, se estiman **3.251 MW** de capacidad adicional en instalaciones solares y **1.303 MW** de solar + almacenamiento.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de **7.474 MW** al año 2033.

Finalmente, se estiman **5.314 MW** de capacidad de almacenamiento.

Fuente: ITD Segundo Semestre 2023 , CNE

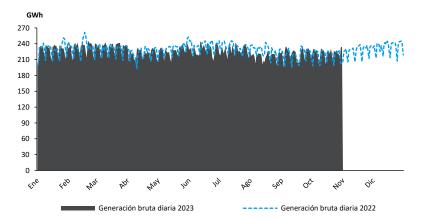
#### Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2033



- Solar Fotovoltaico
- Hidro
- Eólico
- Diésel
- Almacenamiento

Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

# Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2022 hasta octubre 2023



Fuente: Coordinador Fléctrico

# Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	11.556

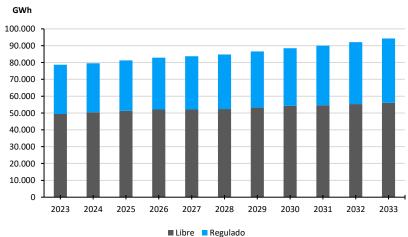
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

C	oct. 2023	Rec. 2033
Eólica	4.596	7.474
Geotermia	95	0
Hidro	7.515	766
Solar	9.272	3.251
Térmico	13.208	84
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	5.314
Total	34.686	18.193

Fuente: ITD Segundo Semestre 2023, CNE

## Demanda proyectada del SEN (GWh)



<b>CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO</b>
---

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Meseta de los Andes (Solar)	160	Nov-23	Manantiales (Eólico)	27	Nov-23
El Manzano (Solar)	87	Feb-23	CEME (Solar)	350	Feb-24





#### **NOTICIAS**

# SEA publica nuevo "Criterio de evaluación en el SEIA: Cambio climático en la evaluación ambiental del recurso hídrico"

La Dirección Ejecutiva del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) publicó un nuevo documento, denominado "Criterio de evaluación en el SEIA: Cambio climático en la evaluación ambiental del recurso hídrico".

Desde la entidad explicaron que este documento tiene como objetivo entregar una metodología para proyectar los cambios de precipitación y temperatura producto del cambio climático, estableciendo para ello una zonificación de Chile y los porcentajes de cambio de precipitación para cada zona. A su vez, el texto establece un valor fijo para todo Chile en materia de aumento de temperatura. Con ello se espera simplificar y aunar los valores de proyecciones que posteriormente son usados en la predicción de impactos sobre el recurso hídrico.

Según detallan desde el SEA, el texto es una contribución para todos los actores que participan en el proceso de evaluación ambiental, ya que estandariza la forma de usar la información pública disponible, con lo cual se entregan certezas técnicas y permite optimizar los esfuerzos y recursos que disponen para la elaboración de un proyecto que ingrese tanto como Declaración (DIA) o Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

En la elaboración de este texto participaron profesionales del Departamento de Especialistas y Cambio Climático y del Departamento de Estudios y Desarrollo, con el apoyo de las Direcciones Regionales y la División Jurídica del SEA. Adicionalmente, se contó con la colaboración de la Dirección General de Aguas y el Ministerio del Medio Ambiente.

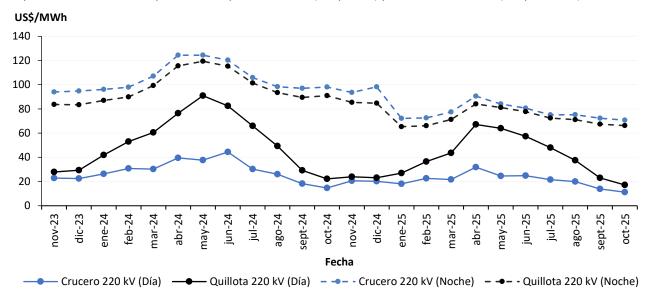
Junto con ello, el SEA informó que, complementariamente se publicó una segunda edición de la Guía metodológica para la consideración del cambio climático en el SEIA (SEA, 2023), con el fin de que ambos documentos queden vinculados. Específicamente, la nueva edición de la Guía incluye la mención del documento criterio en el Paso 4, referido a predicción y evaluación de impactos. A su vez, incluye un texto que facilita el entendimiento de la figura 4, con lo que se espera entregar mayor claridad al decidir cuándo es pertinente o no incluir consideraciones de cambio climático.



## 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 para los próximos cuatro meses, la proyección de costos marginales durante la noche se mantiene bajo los **100 USD/MWh**. Esto se debe principalmente al recurso hídrico disponible como resultado del periodo de deshielo. Posterior a ello, durante el primer semestre del año 2024 se proyecta un aumento de los costos marginales, tanto para las horas diurnas como vespertinas, lo que es causado mayoritariamente por el término de la temporada de deshielo.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es **25,1 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **46,4 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 **93,2 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **86,5 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.com

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

