

# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 11 | Nº11 | NOVIEMBRE 2021



**VALGESTA.COM**

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

## Déficit de suministro de Energía y Responsabilidad Pública. Crónica de una muerte anunciada

Hace pocos días el Coordinador Eléctrico Nacional publicó el Estudio mensual de Seguridad de Abastecimiento para el período octubre 2021 – septiembre 2022, donde se evaluaron un total de 9 casos, con el objetivo de estudiar la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en los siguientes 12 meses, bajo condiciones de escasez hídrica y también suponiendo indisponibilidades de unidades generadoras de gran tamaño. Los resultados obtenidos señalan que en dos de los casos evaluados existiría un déficit de energía en la zona al Sur de Valdivia (Puerto Montt a Chiloé). A su vez, el informe también señala que, para todos los casos evaluados, en una condición hidrológica muy seca como lo fue en los años 68-69, el consumo de diésel aumentaría considerablemente en los meses de invierno, alcanzando valores de los 9,000 m<sup>3</sup>/día para el caso crítico. De esta manera, los escenarios en que podríamos tener un déficit de suministro de energía son mayores, considerando que la logística de diésel no sería capaz de absorber la demanda de este combustible que no corresponde a oleoductos (diésel en camiones).

Frente a esta situación, el Coordinador señala en sus comentarios finales que *“los propietarios de centrales generadoras deban cumplir con su obligación de disponer de combustible suficiente en cantidad y oportunidad, toda vez que dicha falta de cumplimiento podría implicar un déficit de suministro eléctrico”*. Lo mismo ha planteado el Ministro de Energía a las empresas propietarias de estas centrales: es un problema que debe ser resuelto por los privados.

Hace más de una década que no se proyectaba en Chile escenarios de déficit de energía, esto es de racionamiento en el suministro eléctrico. La modelación del Coordinador nos muestra una situación más crítica que la vivida en el mes de agosto pasado, en el que tuvo que incorporarse al despacho la última central diésel del orden de mérito económico (San Lorenzo).

Como lo hemos señalado en pasadas editoriales, el escenario que se presenta para el corto plazo (2022 y los siguientes años) es complejo. Debemos asumir como hipótesis para planificar que los años serán secos, por lo que el aporte hidroeléctrico será cada día más escaso; nos encontramos ante el cierre progresivo de centrales a carbón, lo que implica que en ciertas horas, días e incluso semanas, donde el aporte renovable solar y eólico no alcanza a sustituir esta energía dada su variabilidad; contamos con un sistema de transmisión que durante toda la década presentará congestiones, desacoplándose la zona norte con el centro sur del país (donde se concentra el consumo de electricidad), lo que también ocurre en la zona sur desde el sur de Valdivia hasta Chiloé, por lo menos hasta fines de 2023; y finalmente, la importación de GNL se ha hecho más riesgosa dada la norma emitida por la CNE, junto con existir condiciones comerciales en Asia que podrían significar que parte de los barcos comprometidos para el mercado chileno, se pueden desviar hacia ese mercado por los valores a que está llegando el combustible.

Valgesta en su editorial de agosto hace mención que para hacer frente al cambio climático existen dos dimensiones: la mitigación y la adaptación. Como país debemos avanzar decididamente en la reducción de emisiones, garantizando un suministro eléctrico eficiente. Por ello, se requiere definir una agenda de corto plazo, que nos permita hacer una transición energética segura, que mitigue las emisiones de contaminantes y se adapte a los cambios del entorno.

Lo que acabamos de vivir en los meses de invierno de este año, nos muestran un panorama desfavorable y drástico al que debemos prepararnos. En nuestro reporte *“Crisis energética en Europa: Transición energética en alerta”* señalamos la compleja situación que ha estado viviendo Europa en los últimos meses, debido a la baja producción de energías renovable, el retiro de las centrales a carbón y la disminución en la producción de gas natural. Esto sumado a la intensificación de los eventos climáticos extremos y las iniciativas de transición energética hacia energías limpias ha dificultado la gestión energética en el corto plazo de los países europeos, elevando los precios de la electricidad. Al parecer todo esto se puede terminar transformando en una crónica de una muerte anunciada, si no se toman hoy cartas en el asunto.

No podemos enfrentarnos los siguientes años de la década a un suministro poco confiable y paradójicamente más contaminante, si esto implica el despacho frecuente y significativo de unidades diésel, las cuales se requieren en los próximos años para responder a las variaciones de oferta y demanda. De esto surge la interrogante, ¿Es así como queremos hacer en Chile la transición energética?

Por ello, se requiere una agenda país para la transición energética en el corto plazo, que tenga por objeto cumplir al máximo nuestros objetivos de mitigación, adaptando nuestro sistema eléctrico a los cambios del entorno, asegurando un suministro eléctrico eficiente. Por esta razón se deben desarrollar estrategias que impulsen la transmisión y aceleraren el almacenamiento, se debe revisar la logística del diésel y hacer una mejora en ella, revisar y mejorar el stock de gas natural y los reglamentos vigentes y por último planear bien la agenda de cierre de las centrales a carbón ya que no se puede poner en riesgo la seguridad del sistema y abastecimiento, si estamos mirando escenarios como los propuestos en el reporte.

Esta Agenda debe ser liderada por la autoridad y acompañada por todos los segmentos del sistema eléctrico. Ciertamente este no es un problema privado, ya que no contar con suministro eléctrico es un problema político, social y económico, por lo que el Ministerio de Energía no puede dejar entregada la solución de un problema complejo, que requiere articular una serie de actores, cambios regulatorios y sentido de urgencia, simplemente a que de manera individual las empresas solucionen un problema público. Encontrándonos en pleno cambio de Gobierno, creemos que es urgente que las actuales autoridades asuman la responsabilidad país de comenzar de manera urgente esta agenda, porque si no actuamos ahora, es probable que en 2022 estemos lamentando cortes de suministro en algunas zonas del país. Como lo dice García Márquez, Crónica de una muerte anunciada.

**Fondo de estabilización de precios: CNE prevé que se toque techo en segunda mitad de 2022**

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el Informe Técnico Preliminar de la Fijación de Precio de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, donde las proyecciones para el Fondo de Estabilización de Precios de la Energía señalan que el tope máximo de acumulación de deuda, para estabilizar las cuentas de luz de los clientes regulados, se registraría durante el segundo semestre de 2022.

En esta versión del documento se consideran los factores de ajuste originados por el mecanismo de estabilización, creado a fines de 2019, para evitar en ese entonces un alza en las cuentas de luz.

«Conforme a lo dispuesto en el artículo 11° de la Resolución Exenta N° 342, durante la vigencia del mecanismo de estabilización, los precios de energía y potencia que las distribuidoras pagarán, en cada facturación mensual, a sus suministradores considerarán la aplicación de factores de ajustes de energía y de potencia que permitan asegurar que la facturación de los contratos sea coherente con la recaudación esperada en razón del Precio Estabilizado a Cliente Regulado (en adelante, "PEC") o PEC Ajustado, según corresponda, de la correspondiente distribuidora, de acuerdo a lo establecido en el decreto tarifario respectivo», se sostiene en el informe.

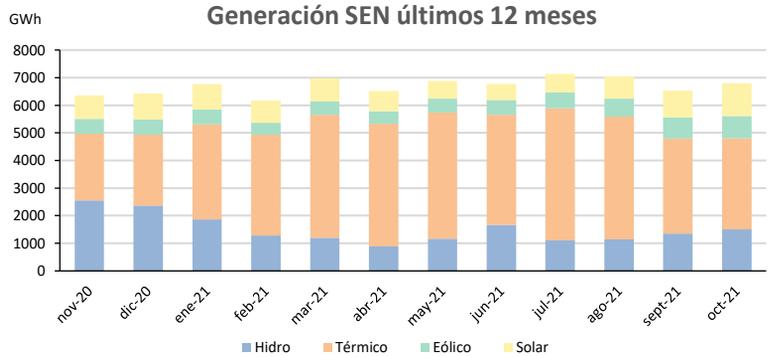
Según las estimaciones, en junio del próximo año, se acumularían US\$1.332 millones, de un total de US\$1.350 millones, por lo que de acuerdo con las estimaciones dadas a conocer por Valgesta Nueva Energía, el tope se produciría entre julio y agosto. «El presente informe deberá incluir una proyección de la acumulación de Saldos del correspondiente período tarifario, la que se detalla en la tabla a continuación», señala el informe.

Tabla 8: Proyección de saldos acumulados a junio 2022

Saldo	Monto [USD]
Saldo acumulado SEN hasta marzo 2021	945.189.588
Saldo acumulado SSMM PNP hasta a febrero 2021	7.329.815
Saldos contabilizados SEN entre abril-agosto 2021	143.324.257
Saldos contabilizados Sistemas Medianos entre marzo-agosto2021	2.148.937
Proyección Saldos SEN (Período septiembre-diciembre 2021)	88.359.113
Proyección saldos Sistemas Medianos (septiembre-diciembre 2021)	1.783.332
Proyección saldos Sistemas Medianos (enero-junio 2022)	2.137.764
Proyección de Saldos (Período enero-junio 2022)	162.046.783
Proyección Pago de Saldos periodo anterior (PNP Julio 2021)	-11.930.195
Proyección Pago de Saldos	-6.646.029
Exceso de Saldo de Sistema	0
<b>Total proyección de Saldos a junio 2022</b>	<b>1.331.743.385</b>

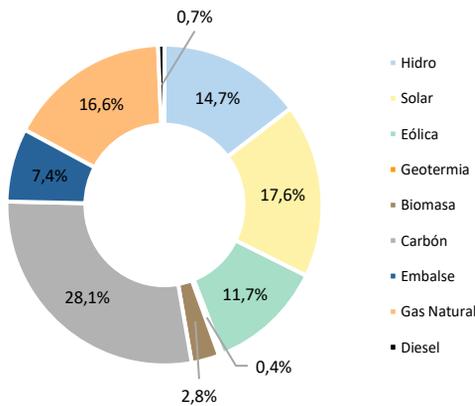
Fuente: Revista Electricidad (28/10/2021)

**ESTADÍSTICAS OCTUBRE 2021**



Fuente: Coordinador Eléctrico

**COMPOSICIÓN DESPACHO OCTUBRE 2021**

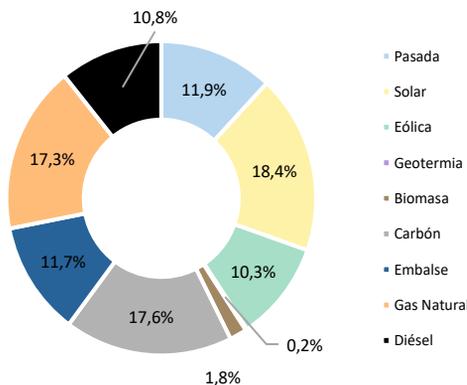


**Despacho de generación (GWh)**

Térmica	3.303
Hidráulica	1.506
Eólica	797
Solar	1.194
<b>Total</b>	<b>6.801</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

**CAPACIDAD INSTALADA SEN AGOSTO 2021**

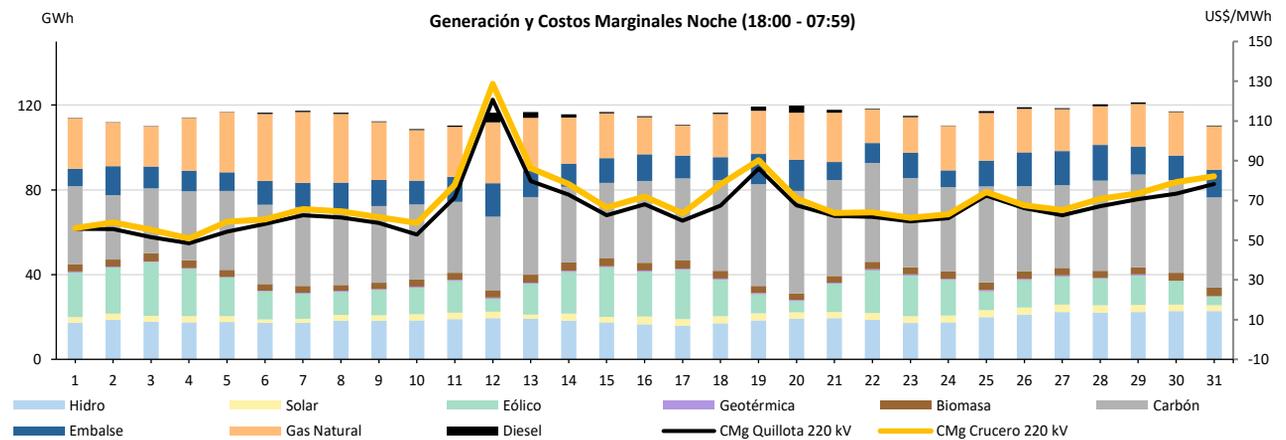
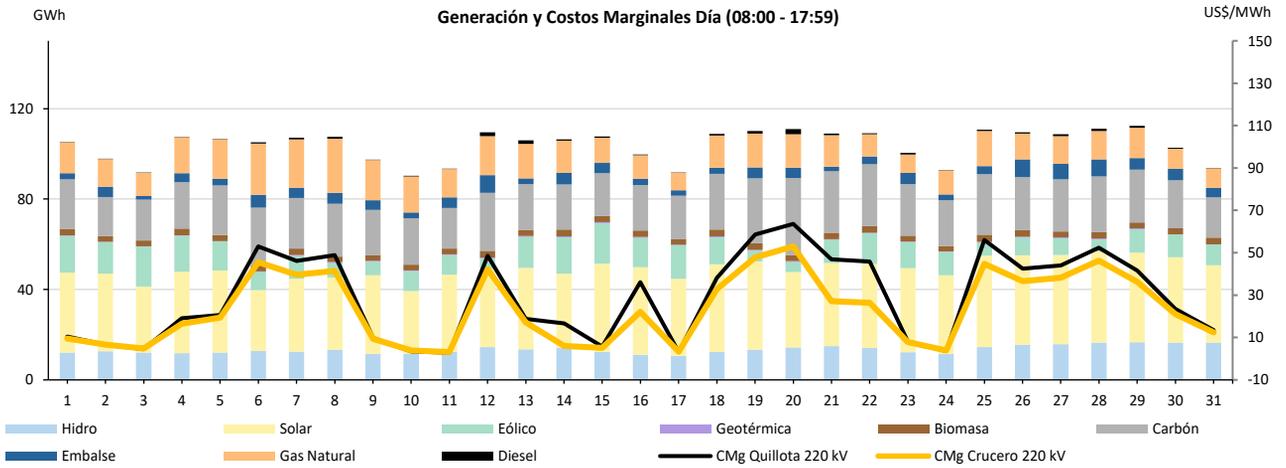


**Capacidad instalada SEN (MW)**

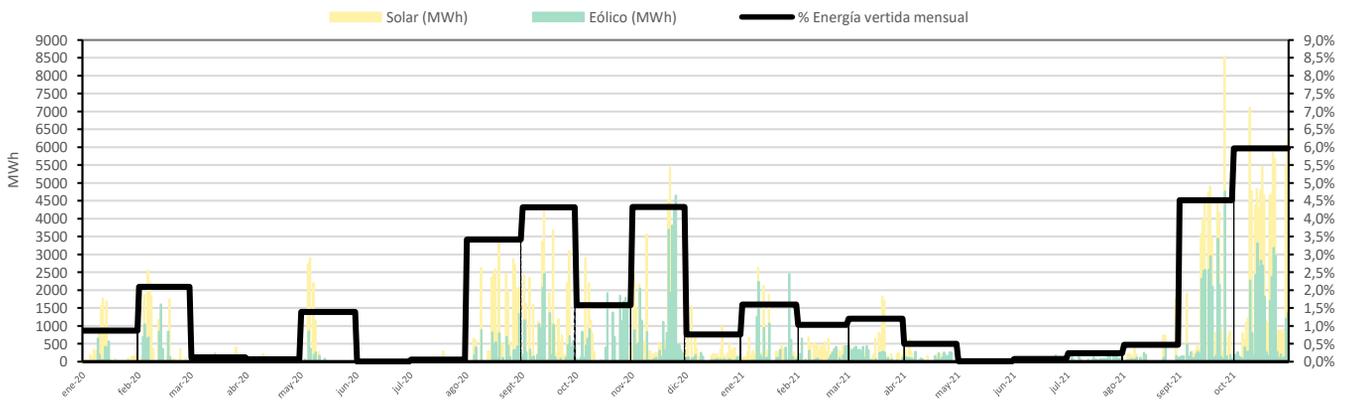
Hidro	6.849
Térmica	13.732
Eólica	2.985
Solar	5.336
Geotermia	45
<b>Total</b>	<b>28.947</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, octubre 2021



## Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – octubre 2021



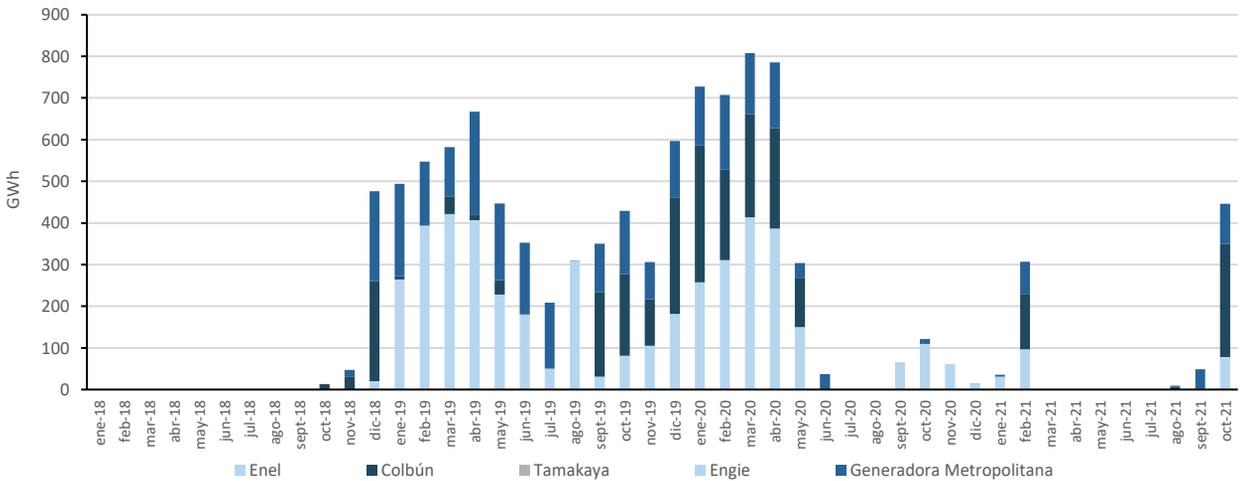
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero de 2020 a octubre\* de 2021, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica.

Dichas reducciones son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

\*Los vertimientos de octubre 2021 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico.

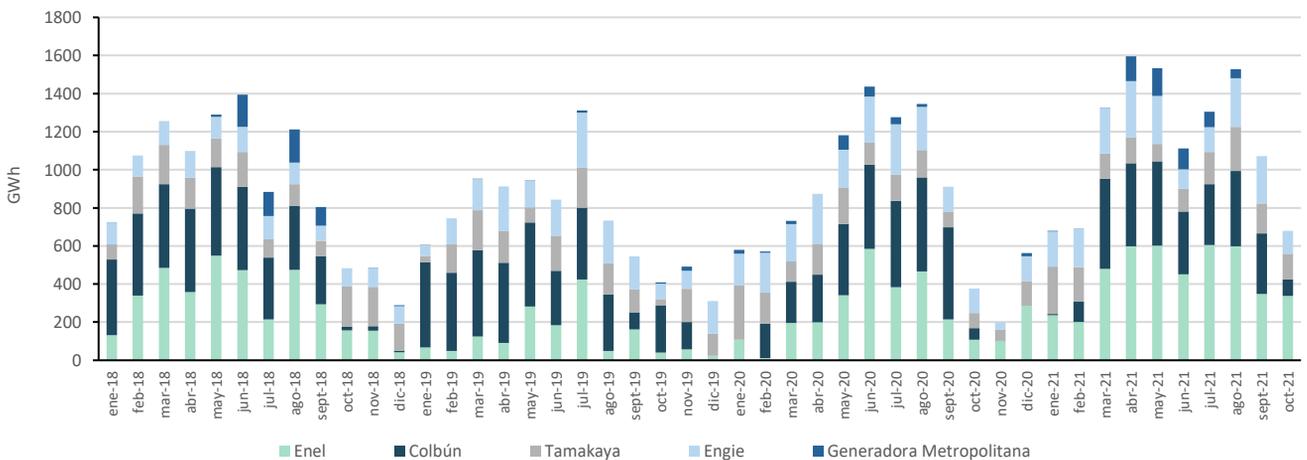
### Generación con gas natural argentino



En octubre de 2021 se generaron 446 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 60,7% es atribuible a la empresa Colbún, un 21,8% se le atribuye a Generadora Metropolitana, y un 17,5% a Enel.

Fuente: Coordinador Eléctrico

### Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En octubre de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 680 GWh, lo que representó el 10% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 49,7% se atribuye a Enel, un 12,7% se atribuye a Colbún, un 19,7% se atribuye a Tamakaya, un 17,7% a Engie, y el 0,2% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,3
Precio Nudo Crucero 220 kV	38,3
PMM SEN	87,0

Fuente: CNE

**Costos marginales promedio octubre (\$/kWh)**

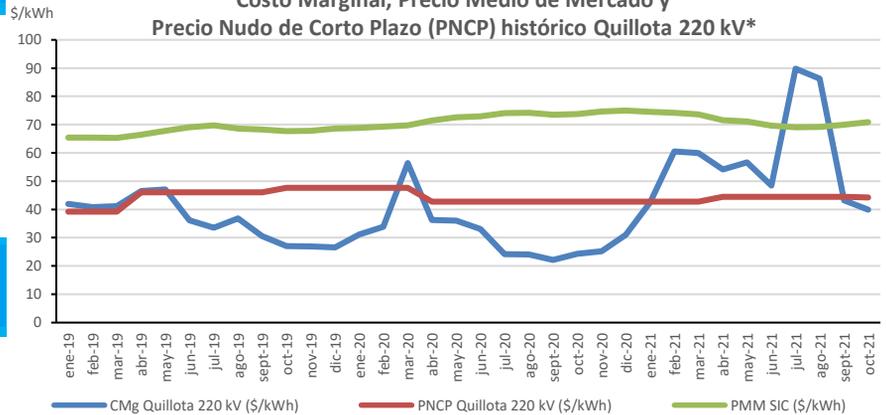
Crucero 220 kV	39,6
Cardones 220 kV	39,3
Pan de Azúcar 220 kV	39,4
Quillota 220 kV	39,9
Charrúa 220 kV	39,5
Puerto Montt 220 kV	118,4

Fuente: Coordinador Eléctrico

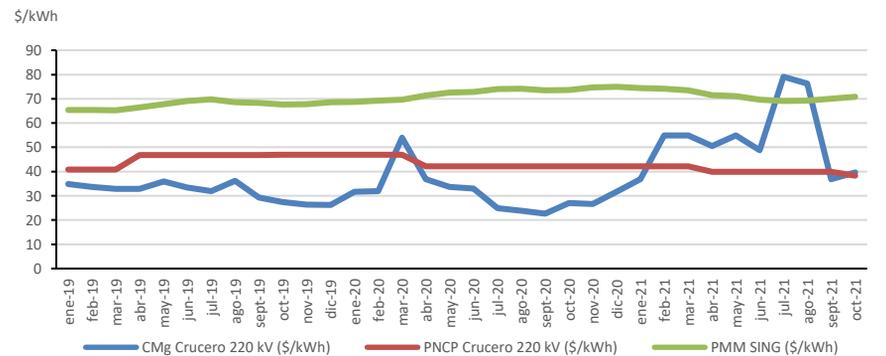
\* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

**ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA**

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



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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

**NOTICIAS**

**Chile trabajará para adelantar el retiro total del carbón a 2030**

En el marco del Energy Day de la COP26 que se está llevando a cabo en Glasgow, Reino Unido, el ministro Juan Carlos Jobet anunció la integración de Chile a la Powering Past Coal Alliance (PPCA), una coalición de gobiernos, empresas y organizaciones que trabajan para avanzar en la transición de la generación de energía a base de carbón a una energía limpia y renovable.

El ministro señaló que en Chile «acordamos poner fin al carbón a más tardar en 2040, y estamos trabajando para conseguirlo en 2030».

El Gobierno se comprometió en 2019 cerrar todas las centrales de Carbón en Chile al 2040. Este calendario original se ha ido modificando y acelerado constantemente. Hasta la fecha se han cerrado 5 centrales de las 28 que había en 2019, lo que equivale a casi el 20% del total de centrales a carbón en Chile.

Es así como en julio de 2021 el ministro Juan Carlos Jobet anunció que para el 2025 se habrán retirado el 65% de las centrales a carbón, lo que significaría el cese de todas las centrales a carbón en Puchuncaví y del 80% en Mejillones al 2025.

Fuente: Revista Electricidad (04/11/2021)

**ElecGas 2021: los retos del sector energético en los que coinciden cuatro candidaturas presidenciales**

Representantes de cuatro candidaturas presidenciales (Gabriel Boric, José Antonio Kast, Yasna Provoste y Sebastián Sichel) participaron en el Seminario ElecGas 2021, en el módulo «Energía en la política, Debate presidencial ad portas de las elecciones», donde entregaron su visión sobre cómo ven el actual escenario del sector energético, los avances alcanzados y desafíos más urgentes que se deben considerar en el próximo período gubernamental.

Entre los temas que se abordaron en este panel se destacó la importancia de la pobreza energética, que afecta a la vida de las personas, en cuanto a consumo de agua, luz, calefacción; la intención de bajar los costos energéticos que se han generado con las alzas en cuentas de luz y transporte; la existencia de un marco claro jurídico-legal; la inversión, entre otros.

Los participantes y representantes fueron: Claudio Huepe, por Candidatura Gabriel Boric; Marcelo Mena, Co-Coordinador Programático de Yasna Provoste; Ramón Galaz por Candidatura de Sebastián Sichel; y Julio Vergara, Candidatura de José Antonio Kast.

Fuente: Revista Electricidad (10/11/2021)

**Balance ERNC septiembre 2021**

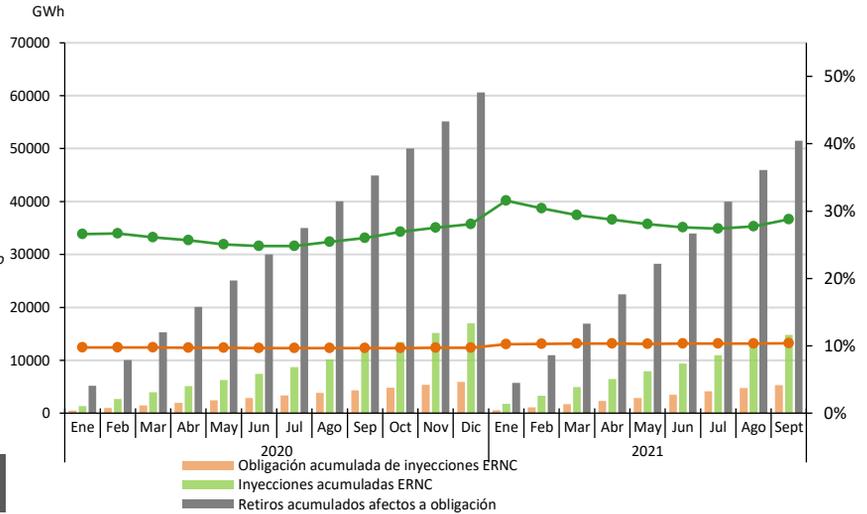
<b>Total retiros afectos a obligación (GWh)</b>	<b>5.550</b>
Obligación ERNC (GWh)	584
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	10,5%
Inyección ERNC (GWh)	2.070
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	37,3%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en septiembre de 2021 las inyecciones ERNC superaron en **26,8 puntos porcentuales** a la obligación.

**BALANCE ERNC A SEPTIEMBRE 2021**

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2020 a septiembre 2021


**NOTICIAS**

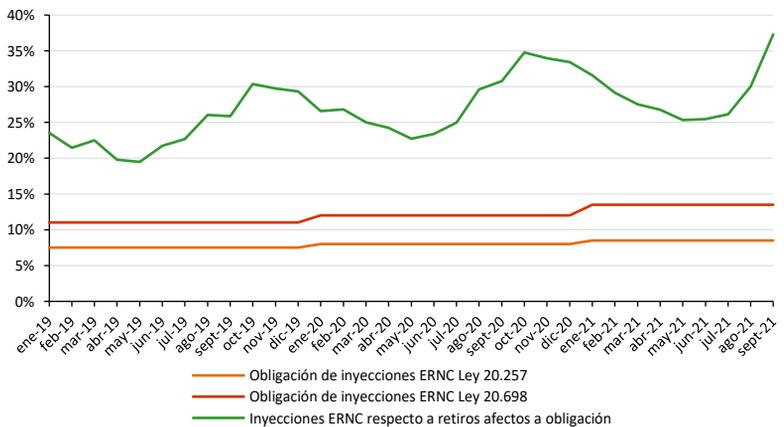
**PMGD: Capacidad instalada se acerca a 1.600 MW en el Sistema Eléctrico Nacional**

Un total de 1.587 MW de capacidad instalada suman los Pequeños Medios de Generación Distribuida que están en operaciones entre Arica y Chiloé, de los cuales casi el 70% pertenece a centrales solares fotovoltaicas, las que se concentran entre las regiones de Valparaíso y del Maule, según señala el Coordinador Eléctrico Nacional, en su reporte mensual del sector.

Dentro de los aspectos relevantes del informe se presenta la evolución de las iniciativas PMGD en sus distintas etapas del proceso de conexión, tecnología y región: Del 100% de la capacidad instalada entre las regiones Arica-Parinacota y Los Lagos, el 69% (1.107, 69 MW) se centra en generación solar, 17% (272,17 de MW de potencia) captura energía térmica, el 10% (164,1 MW) corresponde a iniciativas hidroeléctricas y un 3,4% (54,4 MW) pertenece a proyectos de tipo eólico.

Respecto a cómo es la distribución de la capacidad instalada entre las empresas distribuidoras, se destaca que el 63% (1.011 MW de potencia) es posesión de CGE, un 15% (242,15 MW) es propiedad de Saesa, un 12% de Chilquinta, un 6% (101,6 MW) es de Cooperativas y otras distribuidoras, y un 3,4% (54,4 MW) de Enel.

Fuente: Revista Electricidad (03/11/2021)

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


Fuente: Coordinador Eléctrico

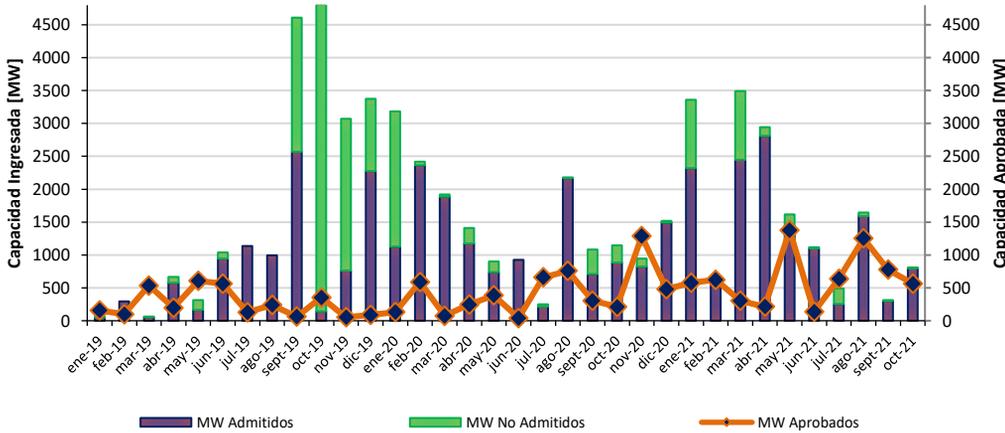
**Acreditaciones ERNC**

En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2021 a septiembre 2021, corresponden a **51.494 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a septiembre 2021, correspondió a **5.341 GWh**, lo que corresponde a un **10,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a septiembre 2021, fueron de **14.813 GWh**, lo que corresponde a un **28,8%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

### Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta octubre 2021



#### Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en agosto de 2021 ingresaron un total de 1.376 MW de potencia. Se registraron 565 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA (e-SEIA)

### Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en octubre 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico La Perla	MVC Solar 38 SpA	9	Solar	20-03-2020
Proyecto Parque Fotovoltaico Llancay	Solar TI Treinta y Cuatro SpA	9	Solar	22-04-2021
Planta Fotovoltaica San Marino Solar	OVEJERÍA SPA	9	Solar	23-03-2021
Parque Fotovoltaico Rengo Solar	Rengo Solar SpA	9	Solar	19-02-2021
Parque Fotovoltaico Caliche	SOLAR TI VEINTIOCHO SPA	9	Solar	19-02-2021
Optimización Planta Solar Likana	Likana Solar SpA	240	Solar	19-02-2021
Ceres Solar	CVE Treinta y Cinco SpA	9	Solar	18-02-2021
Parque Solar Fotovoltaico Pampa Librillo	Librillo Solar SpA	113,4	Solar	18-02-2021
Planta Fotovoltaica Mirador	GR Algarrobo SpA	6	Solar	22-04-2020
Ampliación Parque Fotovoltaico Gabardo del Verano	Salado Energy SpA	6	Solar	22-12-2020
Parque Fotovoltaico Patricia del Verano	Pomerape SpA	9	Solar	18-12-2020
Instalación de 3 Aerogeneradores Villa Alegre 2	Windkraft Villa Alegre 2 SPA	16,8	Eólico	21-07-2020
Parque Eólico Cabrero	Wind 3 SpA	115,2	Eólico	23-06-2020

### Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en octubre 2021

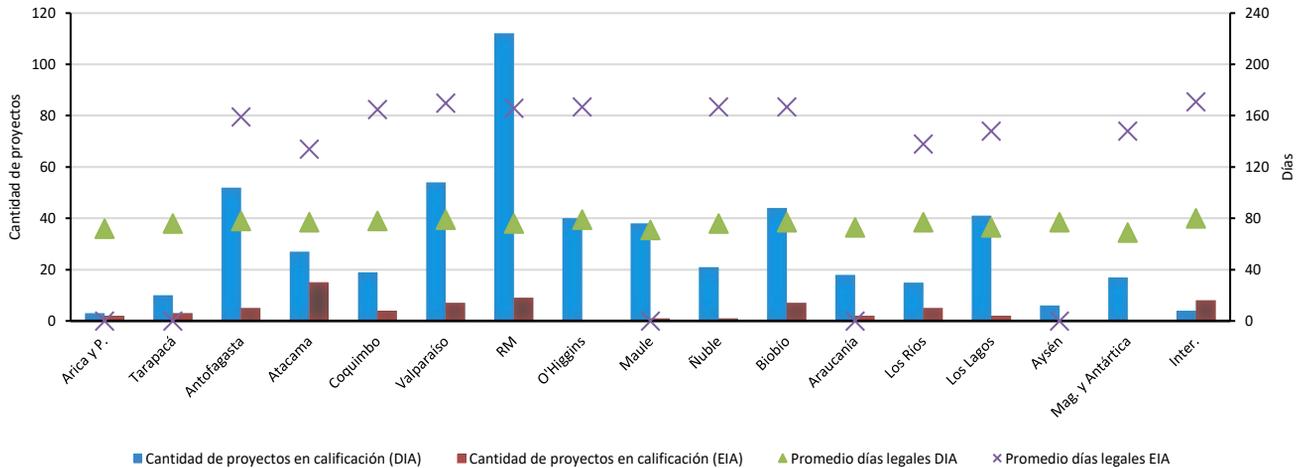
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Algarrobal 200 MW	GR Pacama SpA	200	Solar	26-10-2021
Planta Solar El Membrillar	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	22-10-2021
Modificación Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones	Engie Energía Chile S.A.	300	Solar	22-10-2021
Planta Solar Fotovoltaica Oro y Cielo	Acciona Energía Chile SpA	100,3	Solar	21-10-2021
Planta Solar La Greda	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	21-10-2021
Parque Eólico Loma Verde	Engie Energía Chile S.A.	173,6	Eólico	20-10-2021
Parque Fotovoltaico San Rafael	Fotovoltaica San Rafael SpA	9	Solar	19-10-2021

### Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en octubre 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica Portezuelo PMG	ASESORÍAS E INVERSIONES EENGINE LIMITADA	9	Solar	19-02-2021

### Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedio para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero de 2020 hasta octubre de 2021.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

## NOTICIAS

**AIE: Compromisos de la COP26 podrían limitar calentamiento global a 1,8 grados Celcius**

La Agencia Internacional de Energía (AIE) informó que si se cumplen los compromisos de la COP 26 se podría limitar el calentamiento global de 1,8 grados Celsius, los cuales «serían suficientes para mantener el aumento de las temperaturas globales».

«Este es un momento histórico: es la primera vez que los gobiernos han presentado objetivos con la ambición suficiente para mantener el calentamiento global por debajo de los 2° C», indica el organismo internacional.

«Pero incluso cuando damos la bienvenida a este progreso, también debemos hacer una nota de precaución: 1.8 ° C todavía está por encima del objetivo del Acuerdo de París de limitar el calentamiento global a muy por debajo de 2 ° C y continuar los esfuerzos para limitarlo a 1,5 ° C».

Según el análisis del organismo, «lo esencial es que los gobiernos conviertan hoy sus promesas en acciones y estrategias políticas claras y creíbles. Las ambiciones cuentan de poco si no se implementan con éxito. El seguimiento y la rendición de cuentas serán fundamentales para garantizar que los países y las empresas cumplan sus promesas».

Fuente: Revista Electricidad (08/11/21)

**COP26: Chile firma un acuerdo de entendimiento con dos puertos europeos para fomentar producción de hidrógeno verde**

En el marco de la COP26 que se realiza en Glasgow, Reino Unido, el biministro de Energía y Minería de Chile, Juan Carlos Jobet, junto a Tine Van der Straeten, ministra de Energía de Bélgica y representantes de los puertos de Amberes y de Zeebrugge, firmaron un Memorándum de Entendimiento (MoU) para fomentar la producción de hidrógeno verde.

Ambas autoridades manifestaron su interés en colaborar para establecer un corredor entre Chile y Bélgica y así enviar hidrógeno verde y/o sus derivados.

El puerto de Amberes, es el mayor puerto de Europa en términos de tamaño y de actividades integradas del clúster químico, y el de Zeebrugge, el más importante centro de GNL y de energía eólica marina de Bélgica. Ambos puertos desempeñan un papel clave como centros de energía fósil para Europa Occidental, almacenando y enviando importantes volúmenes de energía a los consumidores de electricidad, calor y transporte del continente.

Desde ambos puertos, las autoridades han señalado que quieren formar parte de la solución climática belga y europea actuando como centros de energía renovable pioneros, haciendo uso de sus infraestructuras, conocimientos técnicos y red para importar y desplegar importantes volúmenes de hidrógeno en el interior de Europa.

Fuente: Revista Electricidad (09/11/21)



**Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2021**

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2021, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2031 de 10.566 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 en torno a 1.186 MW para el año 2031.

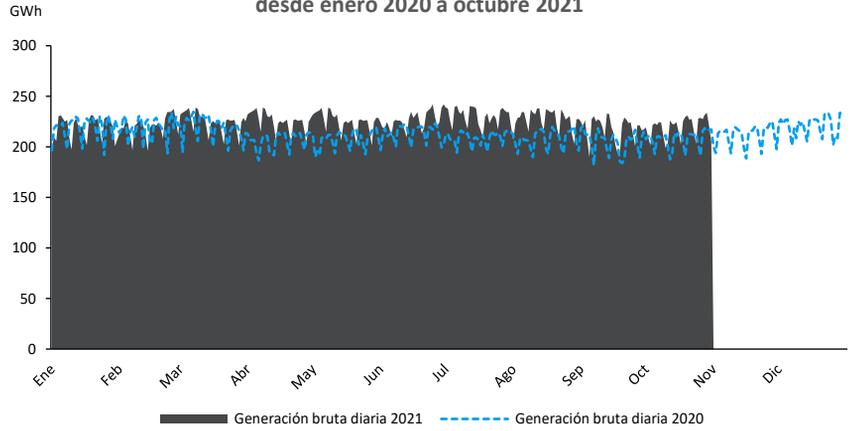
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 577 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2031, se estiman 4.877 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.282 MW al año 2031.

Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

**Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2020 a octubre 2021**



Fuente: Coordinador Eléctrico

**Demanda máxima horaria del SEN (MWh)**

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

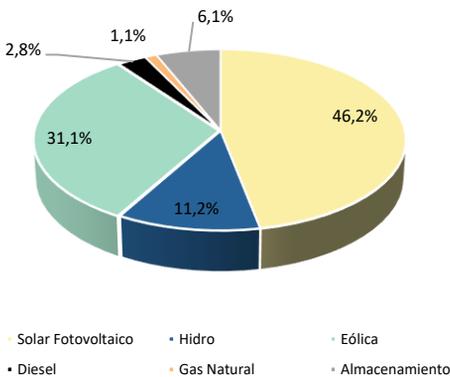
Fuente: Coordinador Eléctrico

**Capacidad septiembre 2021 y recomendada a instalar al año 2031 (MW)**

	Ago 2021	Rec.
Eólica	2.985	3.282
Geotermia	45	0
Hidro	6.849	1.186
Solar	5.336	4.877
Térmico	13.732	578
Almacenamiento	0	645
<b>Total</b>	<b>28.947</b>	<b>10.566</b>

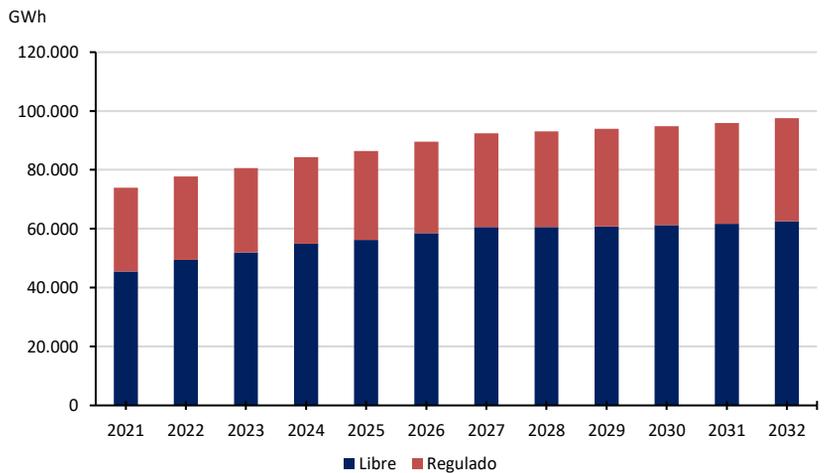
Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

**Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2031**



Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE

**Demanda proyectada del SEN (GWh)**



Fuente: ITD Segundo Semestre 2021, CNE



## CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Sol de Lila (solar)	163	Dec-21
Domeyko (solar)	186	Dec-21
Atacama Solar II	170	Nov-21

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Campos del Sol (solar)	381	Dec-21
Río Escondido (solar)	145	Dec-21
Malgarida (solar)	30	Nov-21



## El lapidario análisis de Andrés Romero respecto al proyecto energético “Antípodas”

### ¿Cuál es su análisis respecto al proyecto Antípodas presentado por el presidente?

Ciertamente, el anuncio del Presidente no corresponde a un proyecto. No cuenta con análisis técnicos ni tampoco de costos y beneficios. Tampoco existe la tecnología para transmitir de manera eficiente esa energía a 20.000 kilómetros de distancia. Por ello, no pasa de ser una idea, como muchas otras que pueden existir, a muy largo plazo, por lo que a mi juicio no debiese ser una prioridad en la agenda de desarrollo energético o económico del país.

### ¿Cuáles son los pormenores de este proyecto?

No existen más antecedentes que el anuncio del Presidente, por lo que desconocemos los análisis que se hayan hecho y quiénes han participado en las conversaciones.

### ¿Cuál sería el costo de llevarlo a cabo?

Como referencia respecto a la tecnología existente, el pasado mes de octubre entró en operación el sistema submarino más largo del mundo, el cual conecta a Noruega e Inglaterra con un cable submarino de 724 km para 1400 MW, cuyo costo fue de 1900 millones de euros, por lo que el costo por km sería de entre 2.69 a 2.99 millones USD/km para esa potencia. Considerando ello, el costo del proyecto Antípodas para 200 GW de transmisión sería del orden de 7.7 trillones de dólares sólo respecto al sistema de transmisión. El costo de desarrollar los 200.000 MW serían del orden de 150.000 millones de dólares.

### ¿Qué otra solución más eficiente se podría establecer para reemplazar este proyecto?

A nuestro entender es mucho más eficiente el desarrollo de sistemas de almacenamiento, tal como la Concentración Solar de Potencia; e incluso el desarrollo del hidrógeno verde estaría más adelantado y tendría menores costos pensando en un desarrollo dentro de la próxima década.

**Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados**

El dólar tarifario de la fijación del primer semestre de 2021 fue de 801,49 CLP/USD, mientras que el dólar promedio entre enero y marzo de 2021, según el Banco Central, fue de 724,19 CLP/USD. Además, se definió un factor de ajuste de energía de 90,5% y un factor de ajuste de potencia de 77,0%. Producto de lo anterior, dentro de este período se acumularon para el SEN 83,43 MM USD por diferencias de facturación, 5,11 MM USD por diferencias por compra y 2,2 MM USD para los sistemas medianos. Adicionalmente, se contabilizaron saldos producto de montos adeudados a las empresas distribuidoras por un valor de 6,7 MM USD desde los inicios del Mecanismo de Estabilización y -1.3 MM USD producto de correcciones a PNP anteriores, llegando a un total de 93,91 MM USD.

El mecanismo ha acumulado 952,52 MM USD hasta marzo de 2021, correspondiente a un 70,6% de la totalidad del fondo.

Según el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo Promedio de julio de 2021 se produjo un excedente de las distribuidoras que, según la Resolución Exenta 72 de 2020, debería culminar en un primer pago de la deuda de los suministradores afectados por el mecanismo. El excedente total corresponde a 8.866 MM CLP.

**Proyección de saldos año 2021**

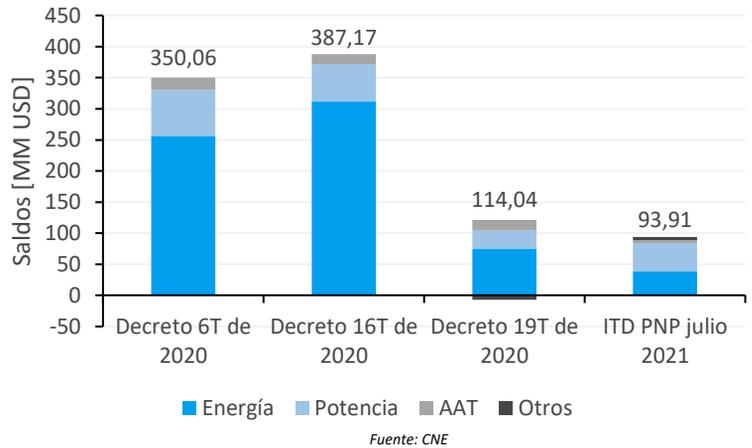
Tal como se puede observar en la proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización, los saldos históricos han presentado una baja en su pendiente de generación explicado principalmente por la baja en la tasa de cambio que se ha mostrado en los últimos meses.

Adicionalmente, la proyección muestra que a finales del año 2021 los saldos acumulados alcanzarán valores entre los 980 MM USD y 1.110 MM USD, con un valor esperado de 1.044 MM USD.

Se espera que la pendiente de generación de saldos incremente respecto de la que se ha observado en los últimos meses. Esto se explicaría principalmente por un aumento en la diferencia entre la tasa de cambio aplicada en la tarifa semestral y la tasa de cambio mensual.

**ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)**

**Saldos SEN Reconocidos hasta marzo 2021**



**Saldos Acumulados a marzo de 2021 [MM USD]**

SEN	945,19
Sistemas Medianos	7,33
<b>Total</b>	<b>952,52</b>

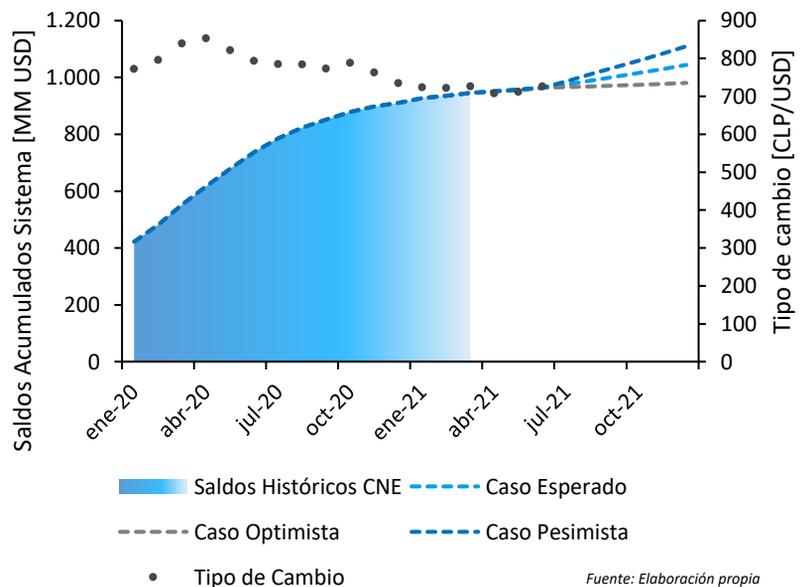
Fuente: CNE

**Excedente de las Distribuidoras ITD PNP julio 2021 [€]**

Excedente Total	8.866.401.391
-----------------	---------------

Fuente: CNE

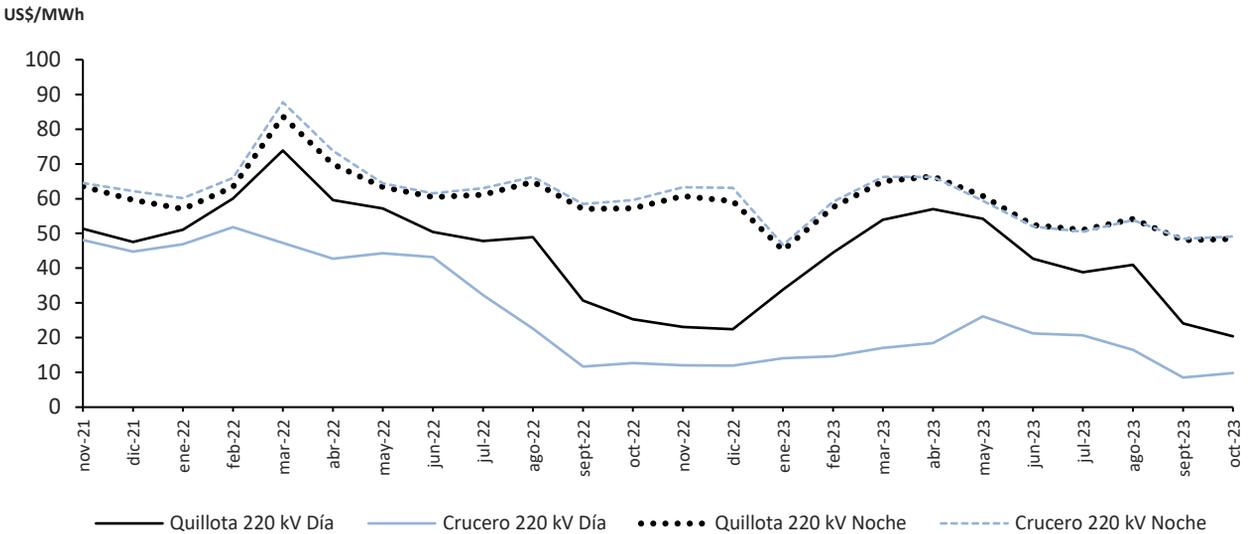
**Proyección de saldos de los suministradores SEN**



## 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 solar) 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](http://www.valgesta.com)

Hasta fin de año, se espera que haya precios sobre los 60 USD/MWh en el horario nocturno principalmente. Durante los primeros meses de 2022 el SEN pasará por un aumento de la participación del gas y el diésel en ciertos periodos, principalmente nocturnos, lo cual lleva a precios cercanos a los 90 USD/MWh.

Durante el primer semestre de 2022, el ingreso de proyectos de generación renovable no lograría disminuir los precios de manera sustancial. No obstante, durante el segundo semestre el ingreso de centrales de pasada contribuiría para obtener costos marginales más bajos.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante horas de día en la barra Crucero 220 kV es 26,6 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 44,2 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 61,1 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 59,6 US\$/MWh.

Cabe mencionar que dada la incertidumbre de las variables significativas del sistema, tales como condiciones hidrológicas, materialización de proyectos, entre otras, estas proyecciones podrían cambiar.

**La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Nueva Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.**



**VALGESTA**  
NUEVA ENERGÍA



**VALGESTA.COM**

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