



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | N°3 | MARZO 2022

VALGESTA.COM

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

in

Por: Ramon Galaz, Director Ejecutivo
Matías Salas, Jefe Área Investigación y Desarrollo

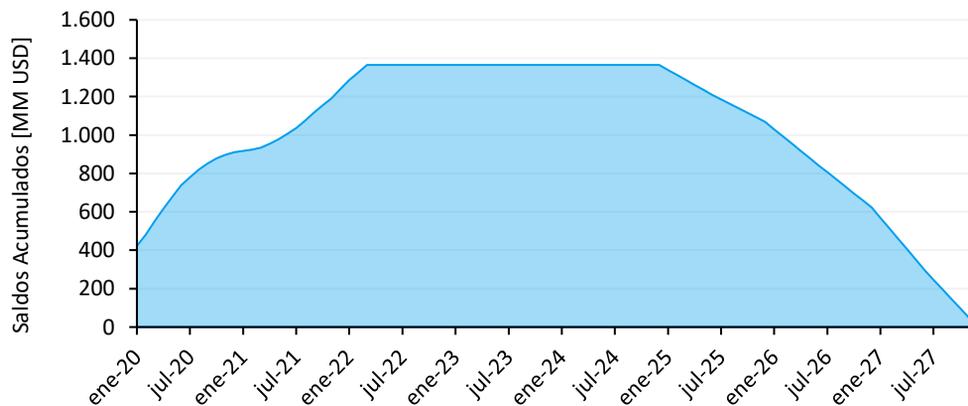
Tarifas eléctricas y la importancia de transparentar los costos reales

Hace más de dos años y como respuesta a la crisis social, el segundo gobierno de Sebastián Piñera impulsó el Mecanismo PEC con la finalidad de estabilizar los cargos de energía y potencia de los clientes regulados de energía (PEC). Producto de dicha estabilización, desde mediados de 2019 los generadores de energía no han percibido los ingresos esperados según lo estipulado en sus contratos teniendo como consecuencia la acumulación de saldos (o deuda) que deberán ser devueltos posteriormente por el sistema.

Según la regulación del mecanismo, la deuda puede ser acumulada hasta fines de junio de 2023 o hasta que se acumulen 1.350 millones de dólares. En este contexto, el último Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo Promedio publicado por la CNE, mostró que entre los meses de abril y septiembre de 2021 se acumularon un total de 184,15 MM USD, consolidando el fondo en 1.136,67 MM USD, que corresponde a un 84,2% del límite impuesto por la ley. Adicionalmente, en el mismo informe, la CNE previó que el límite sería alcanzado dentro del semestre que estamos cursando actualmente, por lo que el fondo alcanzaría su tope en junio de 2022.

¿Por qué esto es importante? Porque una vez que se alcance el límite del fondo, la CNE deberá calcular un ajuste al PEC de tal forma, que evite que se sigan acumulando saldos, generando con ello un aumento de la tarifa de los clientes regulados, tanto residenciales como comerciales e industriales. Según nuestras simulaciones, el límite de la deuda será alcanzado durante este mes (marzo de 2022), tal como lo muestra la siguiente figura.

Figura 1. Proyección Saldos Mecanismo PEC

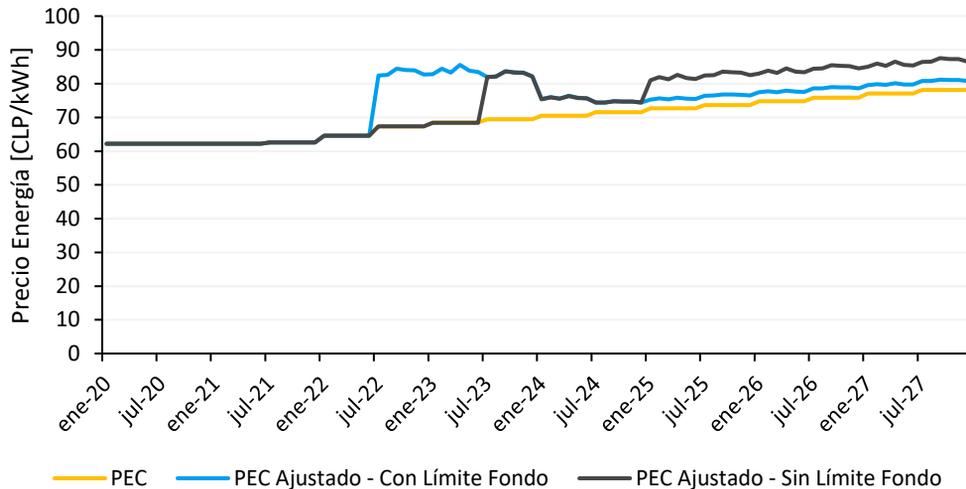


Lo anterior debiera traducirse en un aumento en las tarifas de los clientes del orden 16 \$/kWh durante el segundo semestre de 2022, lo que corresponde a un alza de entre un 11% a 15% de la tarifa del cliente final, dependiendo de la comuna en que se encuentre cada cliente.

Adicionalmente, nuestros resultados muestran que este aumento permanecerá durante todo el año 2023 y se reduciría sólo una vez que entren en operación los contratos de la licitación 2017/01 en enero de 2024 (ver siguiente figura). Por otro lado, el modelo muestra que el PEC debería ser ajustado en el período 2025-2027 para poder pagar la totalidad de los saldos adeudados. Dicho aumento correspondería a un 2-3% de la tarifa residencial final.

Tarifas eléctricas y la importancia de transparentar los costos reales

Figura 4 – Proyección PEC Ajustado de Energía sin Límite de Fondo PEC



En efecto, asumiendo un tipo de cambio constante de 800 CLP/USD y liberando el límite del fondo de estabilización se obtiene una acumulación de saldos que llega a 2.071,7 MM USD. Se observa también que el aumento de las tarifas se ve retrasado y empieza el segundo semestre de 2023. Por último, el aumento en las tarifas finales de los clientes residenciales pasaría de ser un 2-3% a 6-9% en el período 2025-2027, para poder pagar la totalidad de los saldos adeudados.

Independiente de lo anterior, en el corto y mediano plazo el sistema deberá enfrentar una serie de otros desafíos asociados a la escasez hídrica (sequías más frecuentes y prolongadas), el mayor precio de los combustibles (crisis internacional por invasión de Ucrania), el proceso de cierre de plantas a carbón, aumento en los niveles de vertimiento de las renovables, entre otros. Todos aspectos que pondrán aún más presión sobre el costo de la energía eléctrica y sobre la tarifa finalmente. En este sentido cobra importancia la necesidad de entender y visualizar cómo evolucionarán los costos reales de suministrar energía y en cómo éstos afectarán la cuenta final.

En este contexto el nuevo gobierno tendrá que tomar decisiones complejas, que por una parte minimicen o eviten el alza inminente en las tarifas de las familias del país, en especial para aquellas familias que requieren protección, pero que también comience gradual y progresivamente a regularizar y transparentar el costo real de suministro eléctrico en el país. Es por esto que el problema debe ser estudiado en profundidad, las soluciones deben ser consensuadas para tomar el camino que logre beneficiar a la población en el corto plazo y reduzca los impactos negativos que se puedan generar en el mediano y largo plazo.

Coordinador Eléctrico anota 58 proyectos de generación en etapa de pruebas

El Coordinador Eléctrico Nacional informó que actualmente existen 58 proyectos de generación que se encuentran en etapa de pruebas o de puesta en servicio dentro del sistema eléctrico, los cuales totalizan 3.196 MW de capacidad instalada.

De este universo, 34 iniciativas (58,9%) corresponden a centrales solares fotovoltaicas, seguidas de 10 proyectos hídricos, 7 parques eólicos, 6 centrales térmicas y 1 proyecto geotérmico, que es la ampliación de Cerro Pabellón en la Región de Antofagasta.

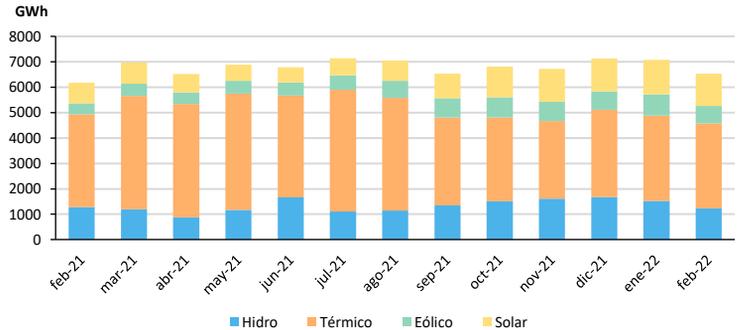
Según el organismo, en diciembre se interconectaron ocho proyectos, entre los cuales estuvo la central Diego de Almagro Sur (208 MW); la Central Alfalfal II (264 MW), perteneciente a Alto Maipo, además de otros proyectos PMGD de entre 3 y 9 MW de potencia instalada.

Con ello, la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional cerró 2021 con 30.862 MW, de los cuales el 235 es hídrico; 20,1% es solar; 16,5% es a gas natural; 16,4% es carbón; 11,5% es eólico, y 10,7% es petróleo diésel.

Fuente: Revista Electricidad (28/02/2022)

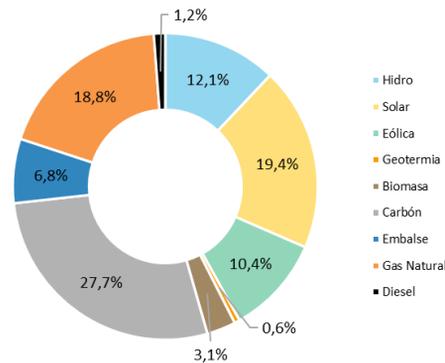
ESTADÍSTICAS FEBRERO 2022

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO FEBRERO 2022

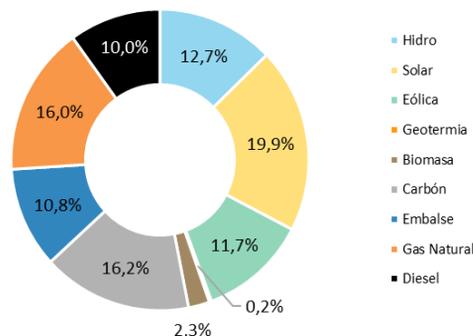


Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.347
Hidráulica	1.231
Eólica	680
Solar	1.267
Total	6.525

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN FEBRERO 2022

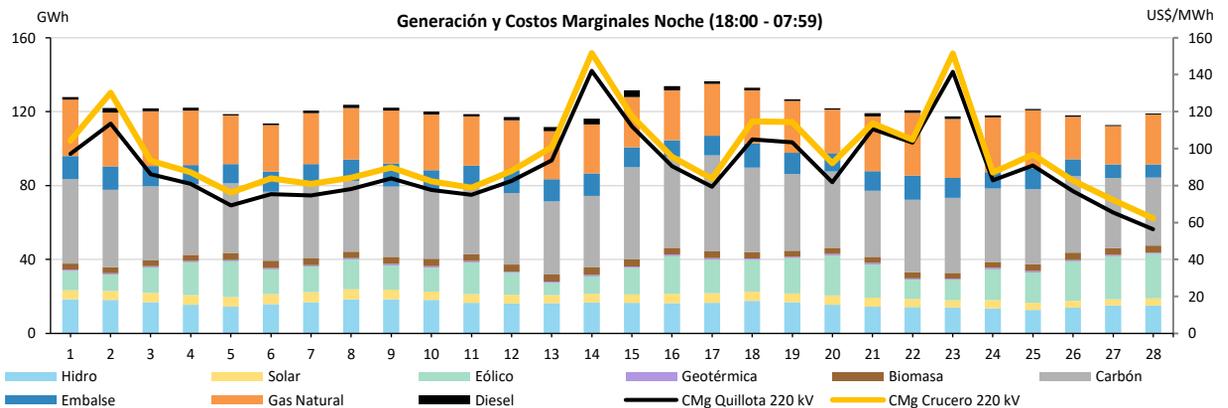
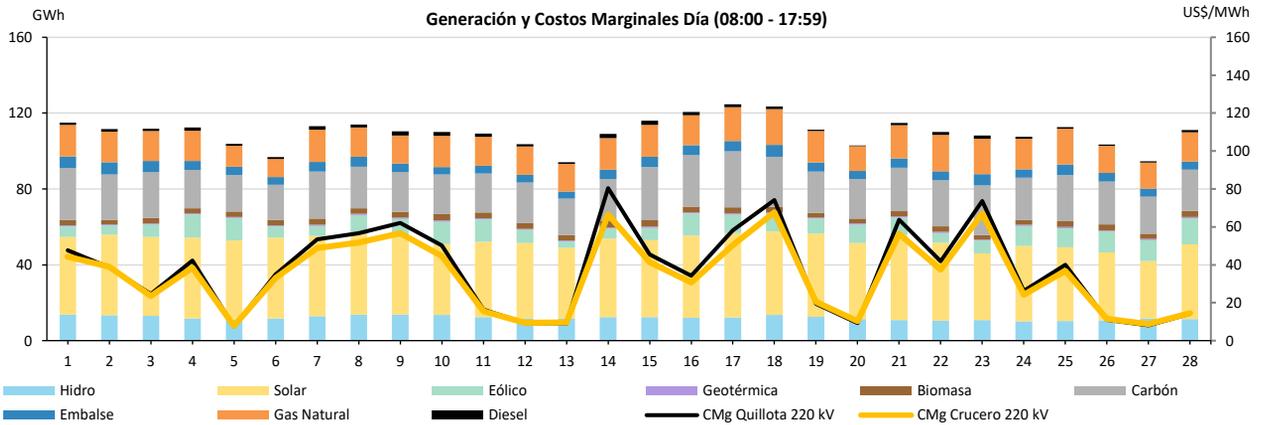


Capacidad instalada SEN (MW)

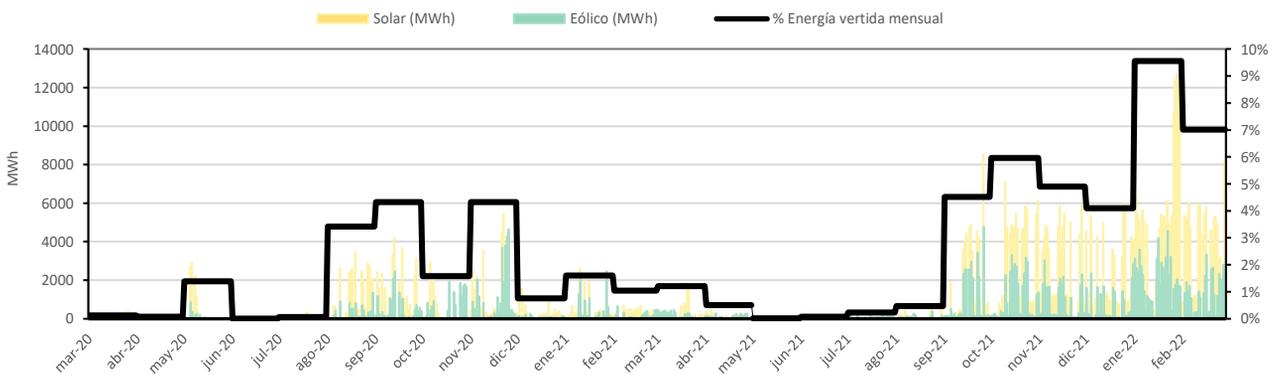
Hidro	7.380
Térmico	14.105
Eólica	3.674
Solar	6.229
Geotermia	78
Total	31.466

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, febrero 2022



Vertimientos de generación ERNC marzo 2020 – febrero 2022



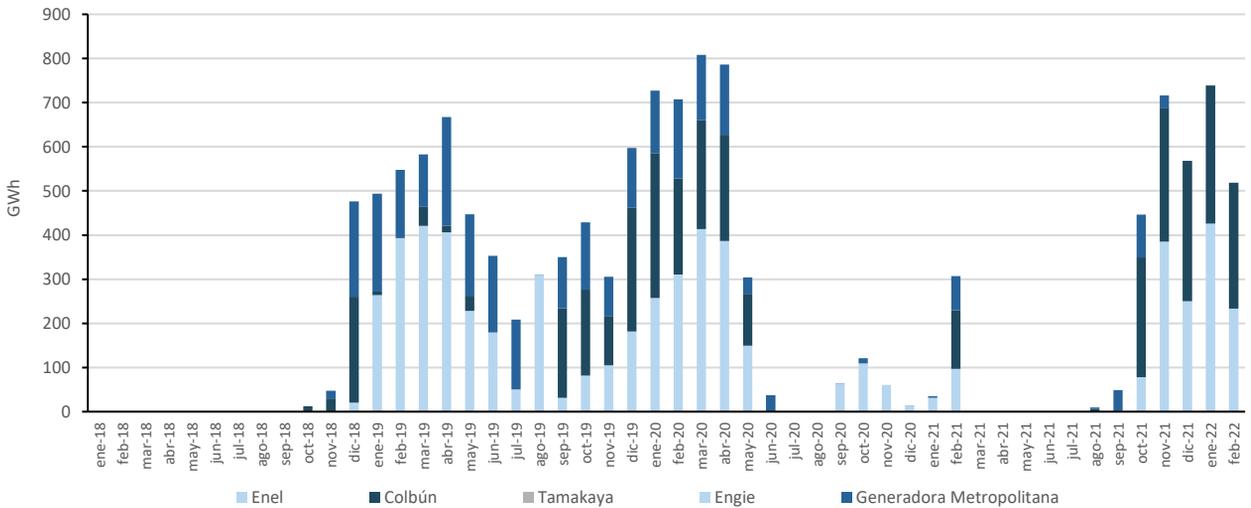
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde marzo de 2020 a febrero* de 2022, 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 febrero 2022 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico.

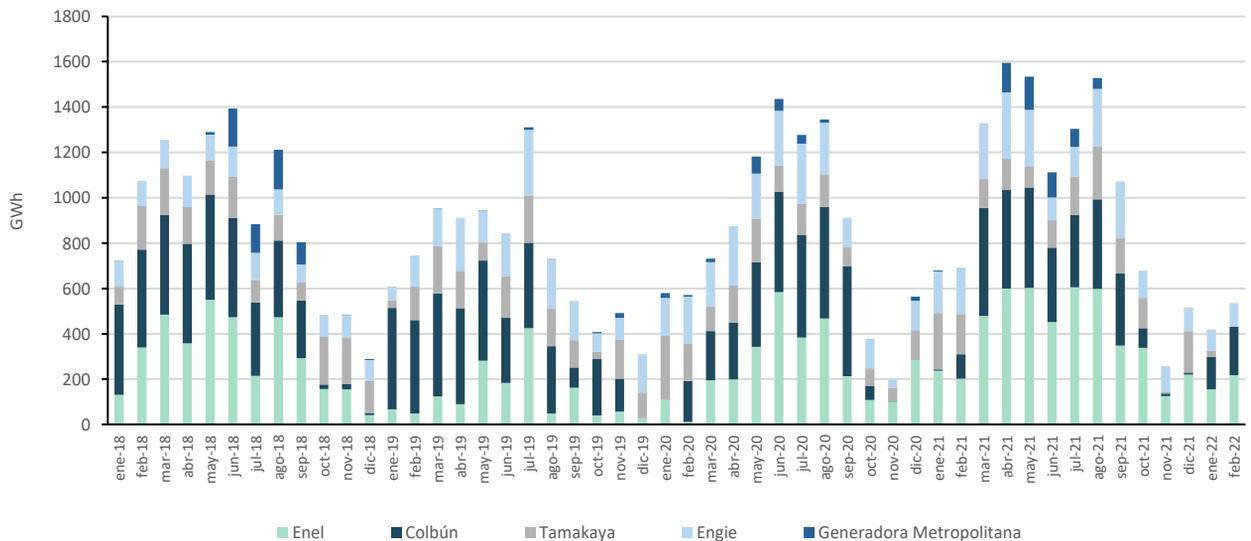
Generación histórica gas natural argentino



En febrero de 2022 se generaron 525 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 55,1% es atribuible a la empresa Colbún, y un 44,9% a Enel

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En febrero de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 537,3 GWh, lo que representó el 18,8% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 40,4% se atribuye a Enel, un 39,9% se atribuye a Colbún, un 19,5% a Engie, y el 0,2% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,3
Precio Nudo Crucero 220 kV	38,3
PMM SEN	77,9

Fuente: CNE

Costos marginales promedio febrero (\$/kWh)

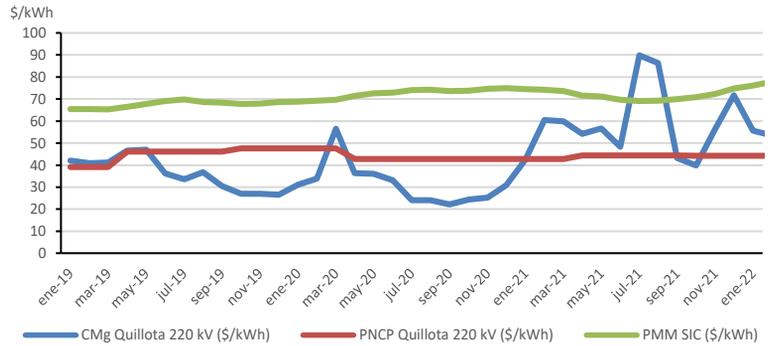
Crucero 220 kV	55,2
Cardones 220 kV	54,0
Pan de Azúcar 220 kV	54,1
Quillota 220 kV	53,4
Charrúa 220 kV	56,0
Puerto Montt 220 kV	234,0

Fuente: Coordinador Eléctrico

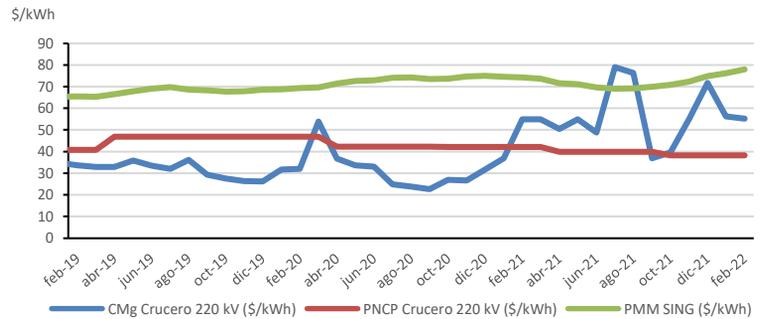
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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

Racionamiento: Estas son las tareas del Coordinador en esquema de adquisición y logística del diésel

Se publicó en el Diario Oficial el decreto del Ministerio de Energía que modifica las medidas preventivas para hacer frente a situaciones de estrechez energética en el Sistema Eléctrico Nacional, donde se fortalece el rol del Coordinador Eléctrico Nacional en lo que se refiere al diseño e implementación de un esquema de adquisición y logística del diésel para las unidades generadoras que operan en el sistema.

En el decreto se establece que «el Coordinador deberá determinar para cada unidad generadora térmica que opere con diésel, el consumo histórico promedio mensual del insumo primario en m³/día, para cada uno de los meses entre marzo y septiembre, ambos incluidos, para cuyo efecto utilizará el monto despachado promedio mensual del mes respectivo en el año 2021».

También se indica que este organismo «deberá realizar una proyección de la cantidad de diésel promedio mensual en m³/día, para cada mes, que requerirá el SEN durante la vigencia del presente decreto, para minimizar la probabilidad de racionamiento eléctrico».

Otra tarea es que el Coordinador, «para efectos de determinar el Diésel Mensual Requerido por el Sistema, podrá realizar desagregaciones por zona considerando restricciones de logística o almacenamiento del diésel, informadas por las empresas o a través de otras fuentes de información, y además deberá considerar las restricciones propias del SEN u otras restricciones que pudiesen afectar el diésel requerido en cada zona, con el objetivo de asegurar el abastecimiento y seguridad del suministro eléctrico».

Además, se estipula que se deberá llevar a cabo un proceso de provisión de Diésel de Seguridad (en adelante, "Proceso de Provisión de Combustible"), cuyo objetivo es proveer un mecanismo para que las unidades generadoras que lo requieran, y operen con combustible diésel, presenten disponibilidad de combustible hasta el término del presente decreto.

Balance ERNC enero 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.068
Obligación ERNC (GWh)	798,4
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	13,2%
Inyección ERNC (GWh)	2.468
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	40,7%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Sistema eléctrico: inyección de centrales ERNC llegó a 36,5% de la generación total de enero

La inyección de centrales ERNC a la matriz durante el mes de enero de 2022 fue de 2.581 GWh, lo cual corresponde a un 36,5% de la generación total, siendo la tecnología solar la que lideró la lista con 1.359 GWh, seguida de la eólica (840 GWh); biomasa (173 GWh), y mini hidro (157 GWh).

Así lo indica el Reporte ERNC de la Comisión Nacional de Energía (CNE), donde también se señala que la capacidad instalada neta de estas tecnologías en el país llega a 33,5%, equivalente a 9.439 MW, de los cuales 99,7% se encuentra entre Arica y Chiloé.

También se destaca que, a enero pasado, se registraban 171 proyectos de generación ERNC en construcción, por un total acumulado de 4.196 MW, siendo la energía solar que la encabeza este listado, con 3.458 MW, mientras que la eólica tiene 696 MW y las centrales mini hidro otros 42 MW.

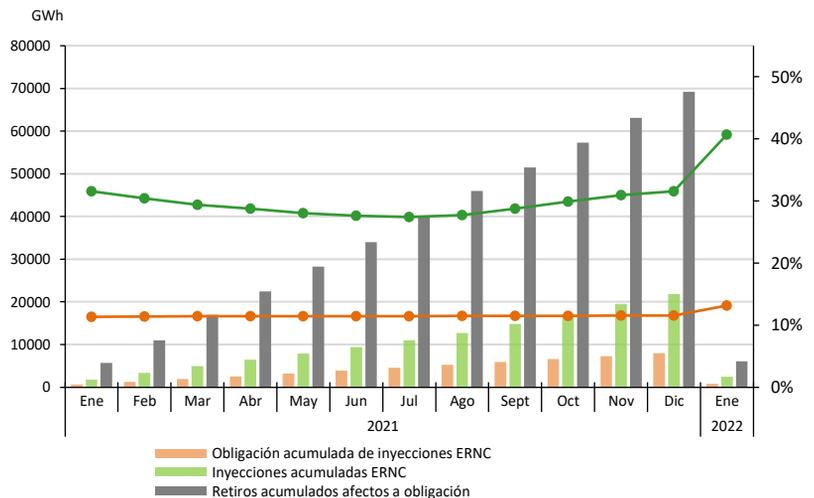
En el primer mes del año, según la CNE, se acogieron a evaluación ambiental seis iniciativas ERNC, por un total de 225 MW y una inversión estimada de US\$252 millones, con lo cual se acumulan 9.718 MW de potencia que están en calificación.

Además, en enero se aprobaron ambientalmente 26 proyectos, por un total de 266 MW, y una inversión prevista de US\$252,6 millones.

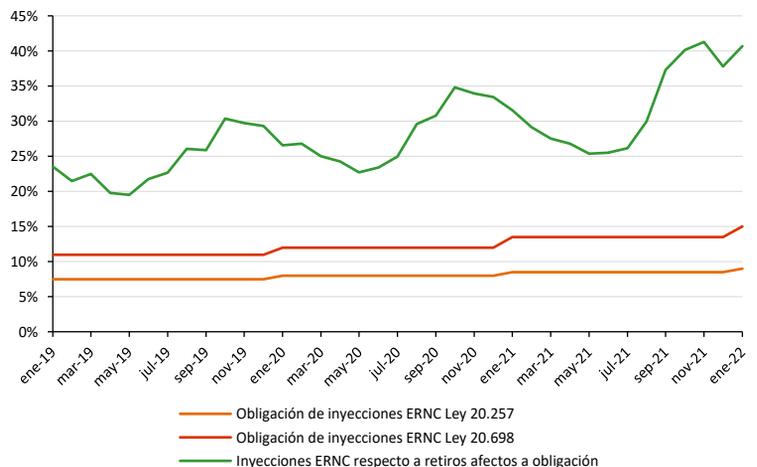
Fuente: Revista Electricidad (01/03/2022)

BALANCE ERNC A ENERO 2022

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2021 a enero 2022



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Acreditaciones ERNC

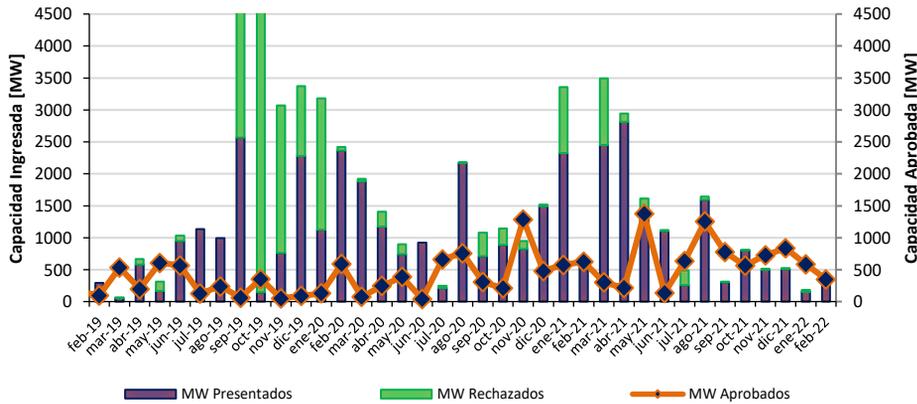
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2021 a enero 2022, corresponden a **75.267 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a enero 2022 correspondió a **8.780 GWh**, lo que corresponde a un **13.2%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a enero 2022, fueron de **24.306 GWh**, lo que corresponde a un **40.7%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta febrero 2022
Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en febrero de 2022 ingresaron un total de 635,9 MW de potencia. Se registraron 349,9 MW aprobados.



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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en febrero 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico El Olivar	CMS SPVII SpA	9	Solar	05/08/2021
Parque Fotovoltaico Hijuela	CMS SPVI SpA	9	Solar	05/08/2021
Parque Fotovoltaico Los Llanos	CMS SPVIII SpA	9	Solar	05/08/2021
Parque Fotovoltaico Margarita Solar	CVE Proyecto Doce SpA	15,8	Solar	21/04/2021
Proyecto Fotovoltaico El Carmelo	Taruca Solar SpA	9	Solar	20/04/2021
Parque Fotovoltaico Santa Luisa	Solar TI Treinta Y Ocho Spa	9	Solar	20/04/2021
Parque Fotovoltaico San Isidro	Solek Chile Services SpA	9	Solar	23/03/2021
Parque Fotovoltaico Saint George del Verano	Saint George SpA	9	Solar	22/02/2021
Parque Eólico San Andrés	Parque Eólico San Andrés	130	Eólico	22/07/2020

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en febrero 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico El Gozo	Solek Chile Services SpA	9	Solar	23/02/2021

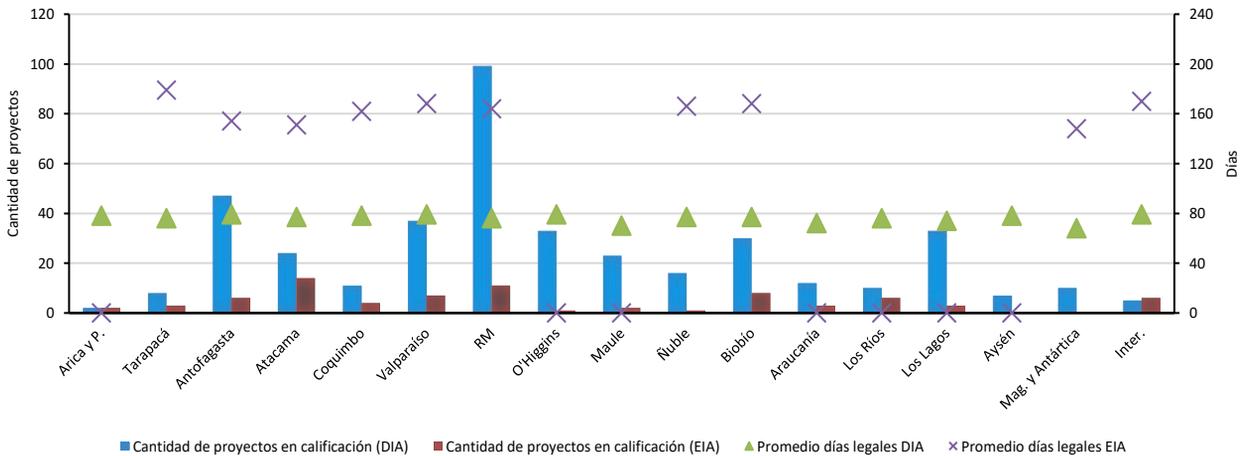
Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en febrero 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Fotovoltaico Los Quilos	Orion Power S.A.	9,0	Solar	22/02/2022
Parque Fotovoltaico Chicha Solar	Solar TI Veintidos Spa	9	Solar	21/02/2022
Planta Solar Fotovoltaica Oro y Cielo	Acciona Energía Chile Spa	100	Solar	21/02/2022
Parque Eólico Culenco	Plan 8 Energía Infinita Ltda	150	Eólico	21/02/2022
Planta Solar Las Torres	Planta Solar Las Torres Spa.	9	Solar	18/02/2022



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 de 2021 hasta enero de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Pago por Servicios Complementarios tuvo un alza de 74% entre 2020 y 2021

Después de dos años de la creación del mercado de Servicios Complementarios (SSCC), la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (Acenor A.G.), detalla en su informe mensual que, a nivel agregado, durante el año 2021 se pagaron SSCC por un monto de 243,3 millones de dólares, mientras que en 2020 tal cifra llegó a los 139,8 millones de dólares, lo que representó un alza de 74%.

El promedio mensual, pasó de 11,7 a 20,3 millones de dólares, siendo agosto del 2021 el mes récord con 34,9 millones de dólares. “Las razones del alza son múltiples: la sequía que ha disminuido el aporte de centrales hidroeléctricas, así como mayores precios spot de energía que elevan el costo de oportunidad de proveer SSCC, y un mercado con un reducido número de oferentes y subastas que terminan mayor o parcialmente desiertas, entre otros factores”, explica Javier Bustos, director ejecutivo de Acenor A.G.

Respecto de las acciones que tomó la asociación que representa a los clientes eléctricos no regulados destaca el efecto que tuvo la aplicación del dictamen N°10-2021 del Panel de Expertos Eléctrico. Este dictamen, permitió que se aplicara un factor de desempeño a todos los componentes de costos de servicios complementarios de control de frecuencia. “A partir de la aplicación del factor de desempeño en los meses de septiembre a diciembre, se ha producido una reducción en el pago de 27,2 millones de dólares, respecto del caso que no se hubiera aplicado dicho factor. A esto se suman las reliquidaciones que se deben realizar producto de la aplicación del dictamen a los meses de junio, julio y agosto. Según el informe preliminar del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), las reliquidaciones solo por junio y julio ascenderían a 6,3 millones de dólares adicionales”, detalla el reporte.

Fuente: Revista Electricidad (23/02/22)

FNE aprueba consorcio entre ISA, Transelec y China Southern Power Grid para construir línea de transmisión Kimal-Lo Aguirre

La Fiscalía Nacional Económica (FNE) aprobó en Fase 1 y en forma pura y simple la formación de un joint venture entre las empresas ISA, Transelec y China Southern Power Grid International para construir, operar y mantener la nueva línea HVDC de 500 kilovoltios Kimal-Lo Aguirre.

Esta línea tendrá una extensión aproximada de 1.500 kilómetros y permitiría el desarrollo del proceso de descarbonización del país, mediante el flujo de energía desde la zona norte hacia la zona central. Para su construcción, el Coordinador Eléctrico Nacional realizó un llamado a licitación pública internacional, la que fue adjudicada al consorcio conformado por las partes, en atención a que presentaron la mejor oferta económica.

En su resolución, la Fiscalía señala que la operación no genera riesgos unilaterales y que tampoco afectaría las futuras licitaciones de líneas de transmisión.

En atención a que la creación del consorcio da origen a un agente económico independiente de las partes, que operará en el segmento de transmisión de electricidad, y uno de sus socios participa en los segmentos de generación y distribución, también se analizaron eventuales riesgos verticales. Al respecto, la Fiscalía concluyó que la materialización de la operación no implica un cambio en la habilidad e incentivos existentes en distribución y generación.

Fuente: Revista Electricidad (10/03/22)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2022

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2022, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2032 de 11.800 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 2032.

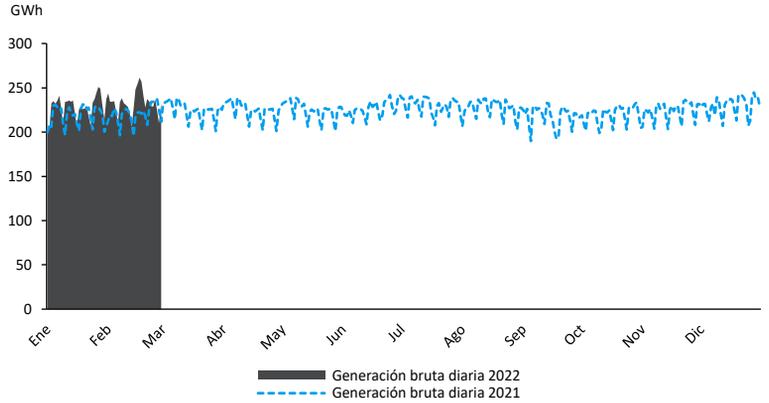
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 577 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2032, se estiman 5.759 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.633 MW al año 2032.

Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2021 a febrero 2022



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

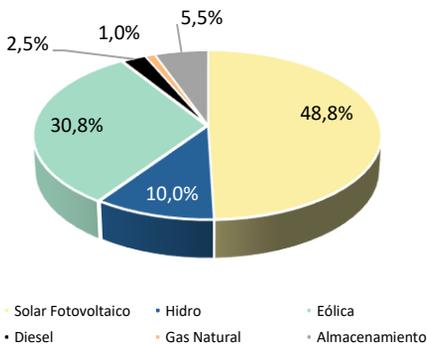
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad febrero 2022 y recomendada a instalar al año 2032 (MW)

	Feb 2022	Rec.
Eólica	3.674	3.633
Geotermia	78	0
Hidro	7.380	1.186
Solar	6.229	5.759
Térmico	14.105	577
Almacenamiento	0	645
Total	30.862	11.800

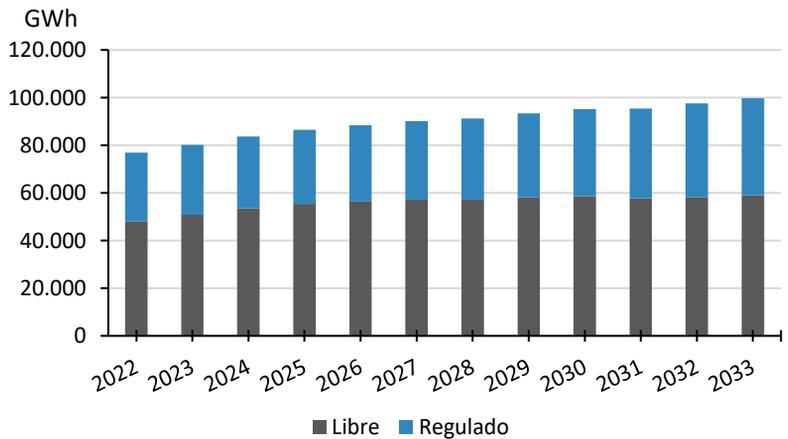
Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Sol de Lila (Solar)	163	Abr-22
Malleco Norte (Eólico)	137	Abr-22

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Domeyko (Solar)	204	May-22
Diego de Almagro Sur (Solar)	230	May-22



Valgesta Nueva Energía y Andes Risk Group afirman que conflicto de Ucrania y Rusia agravará la escasez de hidrocarburos

El conflicto bélico entre Ucrania y Rusia dejará consecuencias en el escenario energético chileno también, y será uno de los desafíos que deberá abordar el gobierno entrante del Presidente Gabriel Boric, ya que esta situación agrava la escasez de hidrocarburos según señala el documento titulado “La invasión a Ucrania y el escenario energético para Chile” que hizo Valgesta Nueva Energía y Andes Risk Group.

“La invasión a Ucrania es una nueva mala noticia en el contexto energético de Chile, puesto que agrava uno de los factores de la crisis: la escasez de hidrocarburos, reflejada en precios internacionales récord en los últimos meses”, señala el documento en primera instancia.

Asimismo agregan que, “por ejemplo, para el mes de febrero de este año se evidencia un aumento del 125,8% en el precio del carbón, alcanzando un valor promedio de 180,6 [USD/Ton] declarado por las empresas al SEN. De manera similar, se registra un aumento de 72,3% en el precio del GNL, alcanzando un valor promedio mensual de 13,46 [USD/MMBtu]”.

Finalmente, afirman que, “la invasión rusa se produce en un momento de gran volatilidad de los precios en los mercados europeos del gas, que han registrado precios récord en los últimos meses. S&P Global Platts evaluó el TTF holandés en 88,85 EUR/MWh el 23 de febrero, un aumento del 24 % desde el 21 de febrero”, concluyen en primera instancia.

Chile

Según afirma el documento, explican que “el impacto sobre los países periféricos y sobre aquellos que dependemos del comercio internacional, tanto para el suministro como provisión de commodities, exigirá tomar decisiones estratégicas tanto de política exterior (“alineamiento” con Occidente y profundización de alianzas estratégicas regionales) como de política interior (estrategia de transición energética segura). La geopolítica vuelve a tomar un rol principal después de esta crisis”.

Además, agregan que, “en el corto plazo, como ya lo señalamos, el Gobierno tendrá que lidiar con el fantasma del racionamiento.

“Lo que pueda pasar a partir de marzo en la zona dependerá básicamente de los esfuerzos que realicen los proveedores de diésel y de la fortuna de contar con lluvias que no se esperan por el momento”, agregaron.

Fuente: Revista Electricidad (28/02/22)

Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados

En el último Informe Técnico Definitivo (ITD) de Precio de Nudo Promedio (PNP) de la Comisión Nacional de Energía, se reconocieron 182 MM USD de saldos adeudados a los generadores del SEN para los meses comprendidos entre abril y septiembre de 2021, y 2,14 MM USD para los generadores pertenecientes a los sistemas medianos para los meses entre marzo y agosto de 2021.

Respecto de los saldos reconocidos para el SEN, 118,97 MM USD corresponden a saldos de energía, 45,75 MM USD a saldos por potencia, 18,26 MM USD a saldos por diferencias por compras y -0,979 MM USD a otro tipo de saldos, como correcciones de PNP anteriores.

Conforme a lo anterior, el mecanismo ha acumulado un total de 1.136,67 MM USD hasta septiembre de 2021, lo que corresponde a un 84,2% de la totalidad del límite impuesto por ley.

Según el mismo informe definitivo de la Comisión, se produjo un excedente de las distribuidoras que, según la Resolución Exenta 72 de 2020, debería culminar en un pago de la deuda de los suministradores afectados por el mecanismo. El excedente total corresponde a 3.232 MM CLP.

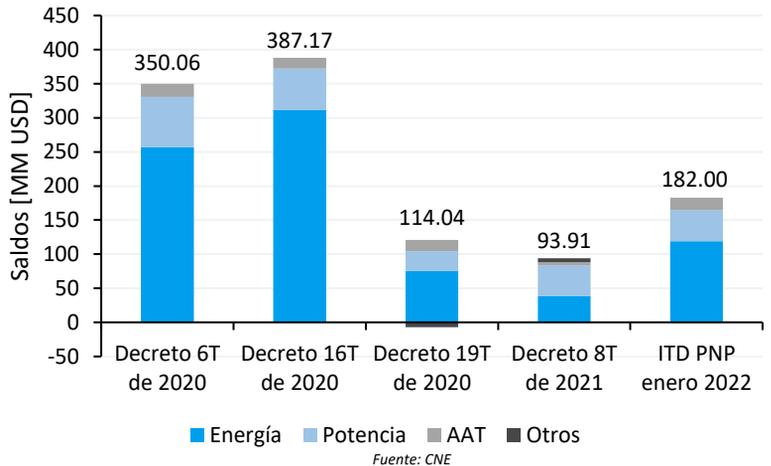
Proyección de saldos año 2022

La proyección de saldos del Mecanismo de Estabilización muestra que el límite de 1.350 MM USD definido por la Ley 21.185 será alcanzado en marzo de 2022. Esto quiere decir que ya no se seguirán acumulando saldos en los semestres siguientes, y que la CNE deberá calcular un ajuste al precio PEC de energía para evitar la acumulación de saldos.

En línea con la simulación, la llegada al límite se estaría produciendo un año antes de lo esperado por la autoridad al momento de diseñar el mecanismo, lo que se explica principalmente por los altos niveles del tipo de cambio que se han presenciado durante el último tiempo. A esto se adiciona el incremento de los precios de los combustibles, situación que se ha acentuado producto del conflicto entre Ucrania y Rusia.

ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)

Saldos SEN Reconocidos hasta septiembre 2021



Saldos Acumulados a marzo de 2021 [MM USD]

SEN	1.127,19
Sistemas Medianos	9,48
Total	1.136,67

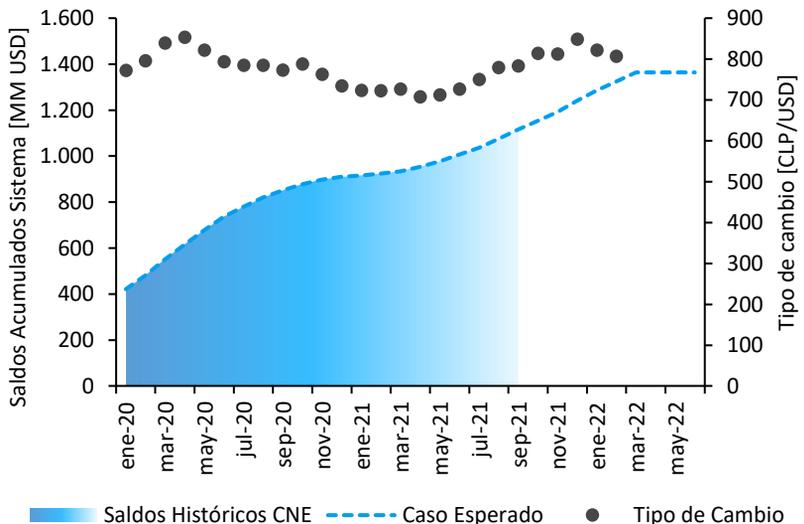
Fuente: CNE

Excedente de las Distribuidoras ITD PNP julio 2021 [\$]

Excedente Total	3.232.130.084
-----------------	---------------

Fuente: CNE

Proyección de saldos de los suministradores SEN

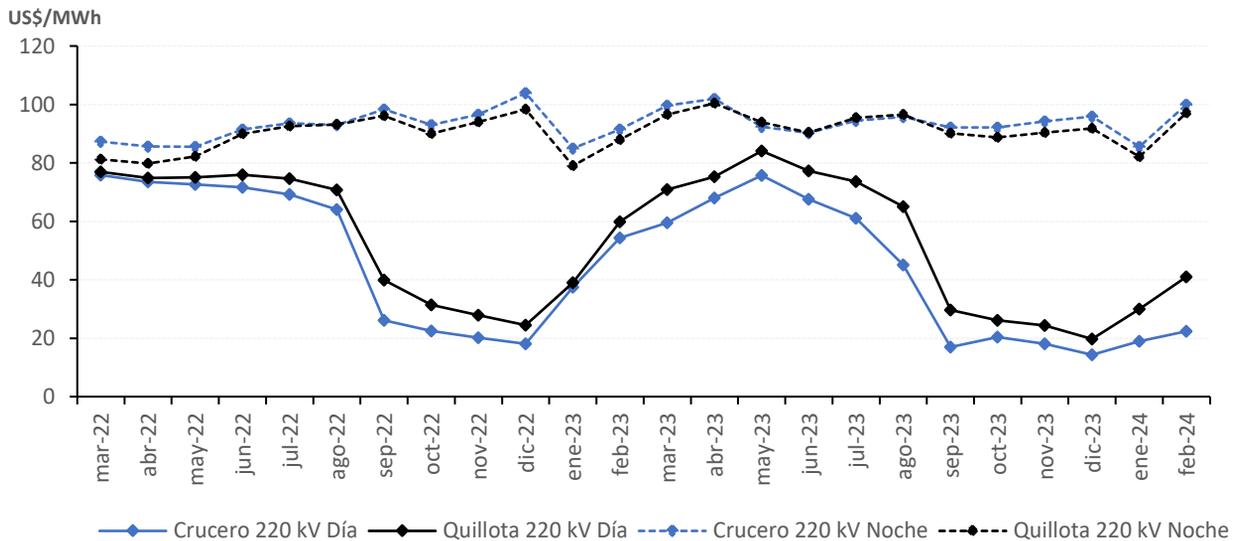


Fuente: Elaboración propia

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

En la figura anterior se observa que los costos marginales proyectados para los primeros meses del 2022 se mantienen cercanos a los 80 US\$/MWh. Esto se debe principalmente a los efectos del precio de los combustibles y al término de la temporada de deshielo.

A partir de septiembre se aprecia una disminución de la proyección durante el día, esto se debe al aporte de energía solar, sin embargo se observa una diferencia de precios entre la barra Quillota 220 kV y la barra Crucero 220 kV, por las congestiones en el Sistema de Transmisión, especialmente en las líneas que transportan energía desde el norte a la zona central.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es 45,5 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 53,6 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 93,3 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 90,7 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