

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | Nº6 | JUNIO 2022

VALGESTA.COM

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



Por: Ramón Galaz, Director Ejecutivo Valgesta Nueva Energía
Andrés Romero, Director Valgesta Nueva Energía, Secretario Ejecutivo CNE 2014 - 2018

Ley que crea Mecanismo de Protección a los Consumidores de electricidad: precedentes incorrectos

Actualmente se encuentra en segundo trámite constitucional, en el Senado, el proyecto de ley presentado por el Gobierno que “crea un fondo de estabilización y emergencia energética y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios” (boletín N° 14.991-08). En lo concreto, el proyecto es una continuidad de la ley de estabilización de tarifas aprobada en octubre de 2019 (“PEC1”), estableciendo esta vez diferentes tramos de protección mediante topes para el traspaso del precio real a los clientes regulados (clientes con precio preferente), de los contratos licitados para su suministro eléctrico. El costo de esta protección lo asumirán las empresas generadoras que tienen contratos con distribuidoras, junto con los clientes regulados de mayores consumos¹ que asumirán buena parte del costo de esta política pública.

En términos comparativos, este proyecto de ley (PEC2), tiene aspectos mejores que el PEC1, al establecer una garantía estatal para el pago de los saldos que se adeudarán a las generadoras que no recibieron el precio al que tenían derecho en cada momento, junto con reconocer en esa deuda el costo financiero de la misma. Es importante mencionar que esto último no tiene una regulación precisa, por lo que nada impediría que la tasa de dicha deuda que definirá el Ministerio de Hacienda, difiera del costo real que tendrán las empresas para mantener el equilibrio financiero.

A pesar de lo anterior, hay varios aspectos que nos parecen inadecuados, ya que no se protege verdaderamente a los consumidores; no resuelve el problema real de pago de las cuentas al que se enfrentan cientos de miles de familias; y no contribuye a desarrollar un mercado eléctrico sano y competitivo.

Equidad energética y protección real de familias vulnerables

En nuestra editorial del mes pasado nos referimos en detalle a este punto, por lo que sólo queremos hacer hincapié que para un 30% de las familias chilenas es imposible pagar la “cuenta de la luz” o es muy difícil hacerlo y que este problema no se soluciona con el PEC2 dado que el problema estructural seguirá existiendo.

¿Políticas Públicas con fondos públicos o privados?

Junto con lo anterior, el objetivo político de mantener las cuentas eléctricas protegidas de alzas considerables lo compartimos plenamente. Sin perjuicio de ello, creemos que las políticas públicas deben financiarse con fondos públicos. En este sentido, no vemos una justificación razonable para que se expropie el derecho de recibir el precio ofertado y adjudicado a generadores que han participado en licitaciones internacionales, competitivas y que son la base de la transformación energética que el país está viviendo. La modificación por la ley de una cláusula esencial de los contratos de suministro (inada menos que el precio!) es una señal de falta de protección política y jurídica a contratos que son claves para que inversionistas privados construyan la nueva infraestructura de suministro eléctrico limpio, que viabilice el cierre de las plantas a carbón. Este sólo hecho podría implicar a futuro un mercado menos atractivo, menos competitivo y hacer de la transición energética un proceso más lento de lo que se aspira.

Desde esta perspectiva, cabe preguntarse qué razón política o técnica existe para que el Gobierno aumente los recursos para la estabilización de la bencina y la parafina, en más de USD 1.500 millones, pero para el mismo objetivo en las cuentas eléctricas su decisión es que sea pagado en parte por los clientes regulados (eventualmente los clientes libres también) y los generadores. El planteamiento de la autoridad ha sido la necesaria “redistribución” que debe existir entre grandes consumidores y clientes residenciales, poniendo como ejemplo a las “grandes mineras”. El argumento es falaz, toda vez que los consumidores que serán beneficiados con la medida, que deben tener un consumo menor a 350 kWh, podrían perfectamente ser clientes con poder adquisitivo que no requieren protección (un profesional que vive solo en un departamento o una familia que instaló generación residencial y por ese hecho su consumo del sistema eléctrico es bajo).

¹ La Cámara de Diputadas y Diputados aprobó el proyecto de ley rechazando el artículo que creaba el Cargo por Servicio Público que asumirían los clientes libres, que también aportaban al mecanismo.

Ley que crea Mecanismo de Protección a los Consumidores de electricidad: precedentes incorrectos

A su vez, un pequeño comercio o una pyme, que largamente superan el consumo de 500 kWh establecido para aportar con los cargos que establece la ley, serán aportantes directos de los primeros, lo que también podría ocurrir con una familia numerosa del segundo o tercer decil de ingresos.

La redistribución de la riqueza debe ser alcanzada por la política tributaria, la que enfocará adecuadamente quiénes son los que deben “aportar más” para implementar políticas públicas, sean estas universales o focalizadas. Frente a las múltiples necesidades que tiene el país, el Gobierno y el Congreso deben optar si priorizan la estabilización de las cuentas eléctricas, para lo cual deberán destinar recursos públicos para dicho objeto.

Deuda para pagar deuda

En segundo lugar, el proyecto de ley establece un mecanismo permanente de emisión de deuda que deben asumir generadores que tienen contratos para el suministro de los clientes regulados. La promesa de la ley “PEC1” fue que la deuda transitoria que se generaba a partir de 2019, sería pagada a más tardar entre 2025 y 2027, mediante el traspaso del costo a las tarifas eléctricas.

El proyecto de ley de “PEC2” establece que los saldos del “PEC1”, pueden ser imputados a los “cupones de deuda” que se emitirán en virtud del nuevo mecanismo. Pues bien, de los USD 1.350 millones adeudados, entre USD 1.000 a USD 1.100 millones de la deuda que debía pagarse se transformarán en “nueva deuda”, con el agravante que esta vez los consumidores deberán asumir el costo financiero de ello, pero además, un número acotado de generadores, deberán asumir el riesgo financiero por incluso volúmenes de energía mayores a la que venderán a las distribuidoras después del año 2027. ¿Se imagina el lector que por ley le obligan a asumir un crédito, para pagar otro en el que ni siquiera participó? De acuerdo a los cálculos realizados por VNE, el total de cupones de pago que se podrían emitir oscila entre USD 3.200 a USD 3.880 millones, por lo que el costo financiero para los usuarios y el riesgo que corren las empresas generadoras en caso que tengan que asumir todo o parte del costo financiero puede ser de enorme magnitud, afectando a empresas generadoras grandes, medianas y pequeñas, golpeando con ello fuertemente los niveles de competencia de este mercado, puesto que algunas podrían salir de éste.

Desde la perspectiva de la política pública, el proyecto de ley permite generar un mecanismo de “bicicleta” permanente de pago de deuda con emisión de nueva deuda, ya que no establece mecanismos para obligar a las autoridades a disponer de cargos en las cuentas eléctricas, para pagar los “cupones”, salvo mantener un límite máximo de deuda semestral de USD 1.600 millones. El incentivo natural de las autoridades políticas será limitar al máximo posible el aumento de las cuentas eléctricas, por lo que nada impide que, a partir de esta ley, contemos con una deuda permanente de USD 1.600 millones, la que va renovándose semestralmente.

Alguien dirá que la ley dispone que el mecanismo es transitorio, hasta el 2032. Pues bien, el PEC 1 también lo era y lo que hace esta ley en la práctica es extender el mecanismo, por lo que nada impide que en un futuro nuevamente se cambie la ley, aumentando el tope de la acumulación y extendiendo el período de pago.

Soluciones de fondo

Tal como lo hemos planteado en otras editoriales, la perspectiva de incremento de las tarifas a futuro es una situación de alta probabilidad. El tipo de cambio y los precios internacionales de hidrocarburos son imposibles de predecir para el corto, mediano y largo plazo. Vamos a requerir más infraestructura de transmisión para la transición energética y requerimos mejorar las redes de distribución para mejorar la calidad de servicio y aprovechar las oportunidades de los recursos descentralizados de energía.

Este panorama choca con una realidad social: para el 20% de los hogares más pobres la cuenta de la luz representa entre un 6.7% y un 19,4% de sus ingresos totales, porcentaje muy por sobre el 10% recomendado por diversos expertos internacionales como umbral para el gasto total en energía².

² Boardman, B. (2010). Fixing Fuel Poverty. Challenges and Solutions. London: Earthscan.

Ley que crea Mecanismo de Protección a los Consumidores de electricidad: precedentes incorrectos

El Estado de Chile debiese contar con un instrumento que apoye a las familias vulnerables, con un subsidio a la cuenta eléctrica equivalente al subsidio actual de agua potable. Su costo se estima en 100 MUSD anuales (comparar este valor con los USD 1.500 millones del MEPCO que se ababa de aprobar) y podrá beneficiar a 800 mil familias chilenas. Esto se podría traducir en que la cuenta de la electricidad podría bajar en promedio en torno al 35% para aquellas familias que realmente lo necesitan.

Creemos que un subsidio bien diseñado, acotado a un consumo máximo para evitar el mal uso de la energía, focalizado en quienes lo requieren, el que incluso podría progresivamente transformarse de un subsidio a la cuenta, en un subsidio a la instalación de sistemas de generación residencial individual o colectiva, que reduzca el valor de la cuenta final y sea parte de la transición energética hacia un sistema más limpio, es una política pública que debe discutirse hoy, más allá de las soluciones coyunturales que implican la estabilización de la tarifa.

De la misma manera, dado que el tipo de cambio es uno de los principales factores que afecta las tarifas eléctricas, se debiese considerar, tal como lo hacen los agentes expuestos a las fluctuaciones de la divisa, la posibilidad de incorporar un seguro de cambio forward, opciones u otro instrumento disponible en el mercado de seguros o financiero, que permita definir un nivel de dólar de manera anual o en un periodo de tiempo determinado. Este instrumento podría ser financiado por el Estado o los propios clientes regulados, y podría mitigar sustantivamente alzas futuras, sin que deba acumularse una deuda del tamaño que podría generarse con el proyecto de ley.

De esta manera, si se encuentran protegidas las familias más vulnerables, se cuenta con instrumentos que mitigan el riesgo del tipo de cambio a futuro y el Estado asume una estabilización transitoria que absorba el PEC 1 y permita traspasar de manera paulatina la realidad de los precios de la electricidad, podríamos contar con una solución permanente para el problema estructural de la cuenta eléctrica, que no implique distorsiones en el mercado eléctrico, sobre costos a los consumidores y proteja efectivamente a quienes lo requieren de manera real.

Coordinador Eléctrico prevé que participación máxima de renovables llegue a 85% a 2030

«En el SEN la participación de energía renovable variable anual alcanzó un 22% el año 2021 y la máxima participación renovable variable instantánea llegó a un 62%. Esos valores instantáneos alcanzarían el 85% a nivel global en 2030 y 100% en algunas zonas del país».

Esta proyección forma parte del documento “Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada”, elaborada por el Coordinador Eléctrico Nacional, cuyos detalles fueron presentados a los representantes de organismos públicos, gremios, consultores, académicos y expertos del sector energético.

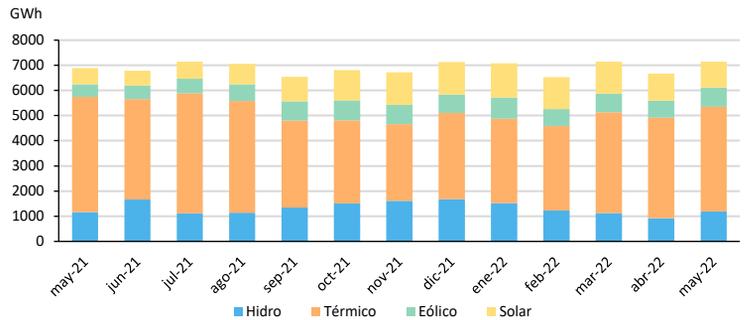
La iniciativa tiene como objetivo analizar escenarios y definir acciones que permitan alcanzar una participación de energías renovables del 100%, a partir de 2030. Su contenido ha sido ejecutado con los estudios y análisis realizados por el Coordinador y otros realizados por terceros a nivel nacional e internacional.

Según el documento, el Sistema Eléctrico Nacional «está experimentando una transformación a una escala y un ritmo sin precedentes, y se esperan en el corto plazo condiciones operacionales que no se han experimentado en el pasado ni en Chile ni en otros sistemas eléctricos a nivel internacional».

Fuente: Revista Electricidad (3/06/2022)

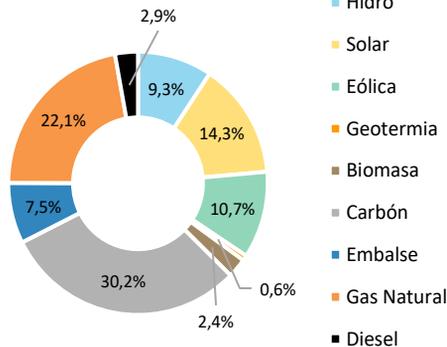
ESTADÍSTICAS MAYO 2022

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO MAYO 2022

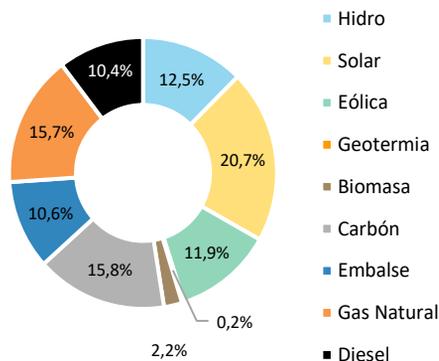


Despacho de generación (GWh)

Térmica	4.155
Hidráulica	1.198
Eólica	764
Solar	1.018
Total	7.135

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN MAYO 2022

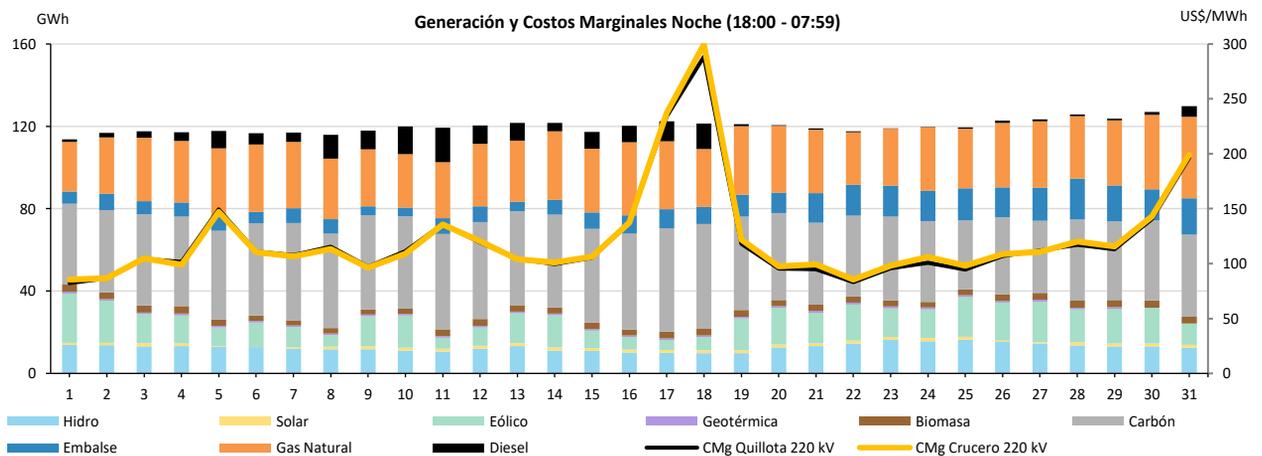
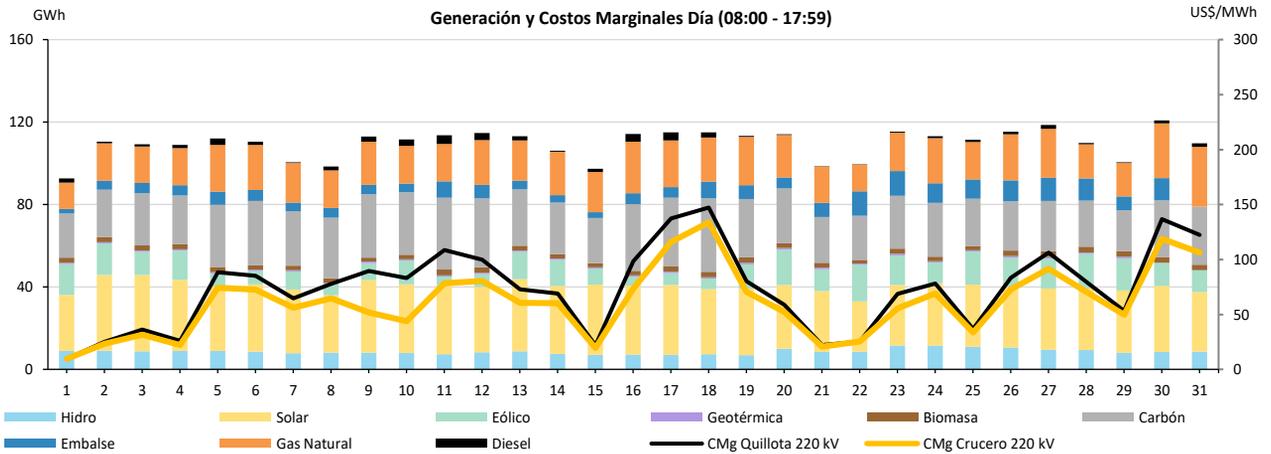


Capacidad instalada SEN (MW)

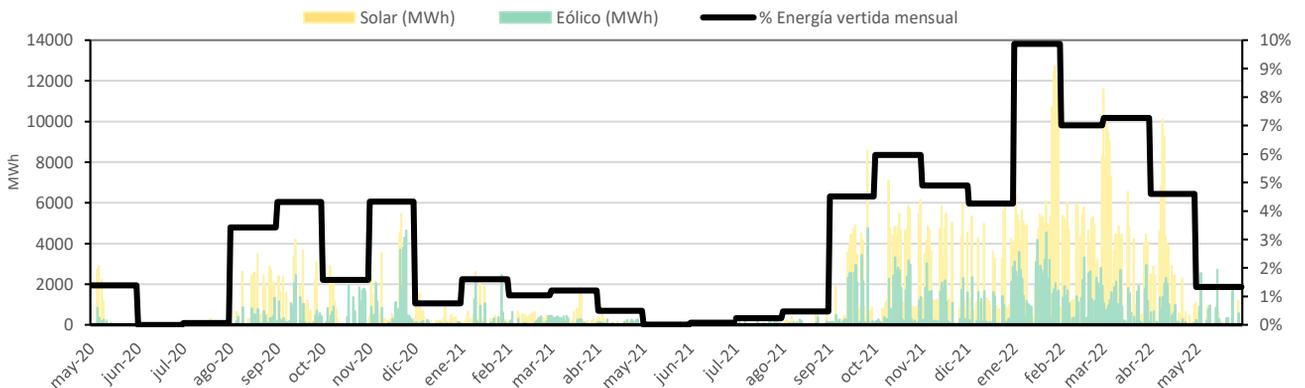
Hidro	7.398
Térmico	14.111
Eólica	3.805
Solar	6.616
Geotermia	78
Total	32.001

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Vertimientos de generación ERNC mayo 2020 – mayo 2022



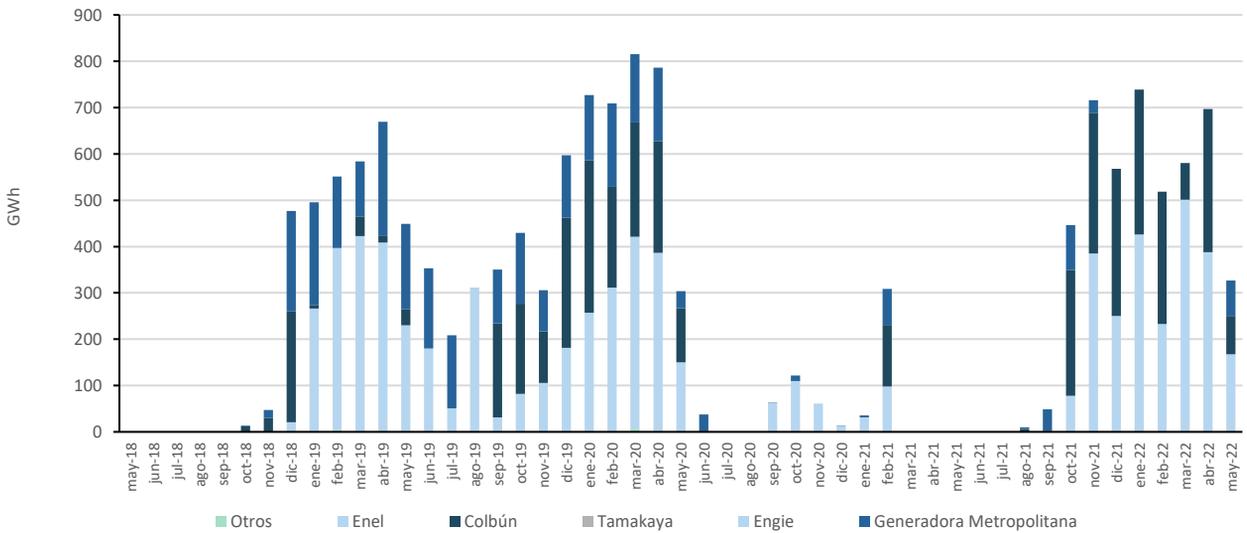
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

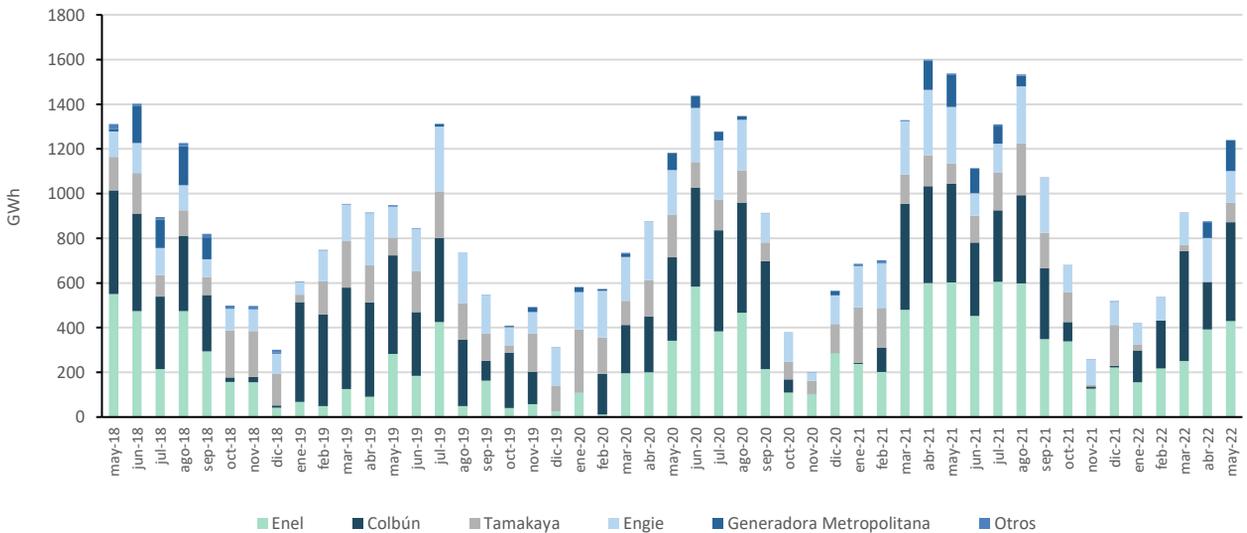
Generación histórica gas natural argentino



En mayo de 2022 se generaron 330 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 50,6% es atribuible a la empresa Enel, un 25,0% a Colbún, y un 23,2 a Generadora Metropolitana y un 1,2% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En mayo de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.242 GWh, lo que representó el 22,1% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 35,6% se atribuye a Colbún, un 34,6% a Enel, un 11,4% a Engie, un 11,1% a Generadora Metropolitana, un 7,1% a Tamakaya y el 0,3% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	49,0
Precio Nudo Crucero 220 kV	49,7
PMM SEN	80,6

Fuente: CNE

Costos marginales promedio abril (\$/kWh)

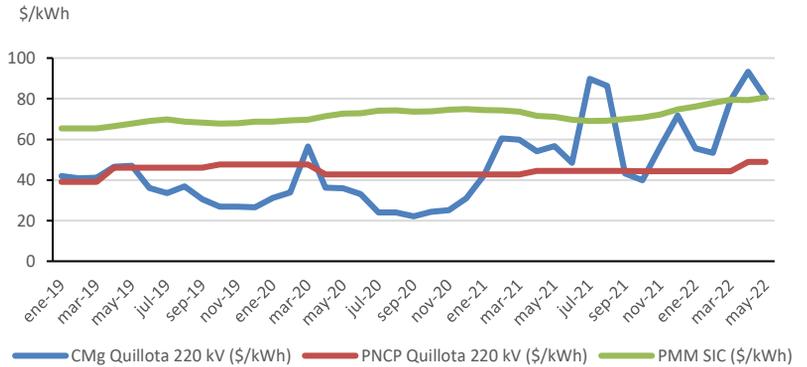
Crucero 220 kV	75,5
Cardones 220 kV	79,4
Pan de Azúcar 220 kV	80,2
Quillota 220 kV	80,4
Charrúa 220 kV	80,9
Puerto Montt 220 kV	151,2

Fuente: Coordinador Eléctrico

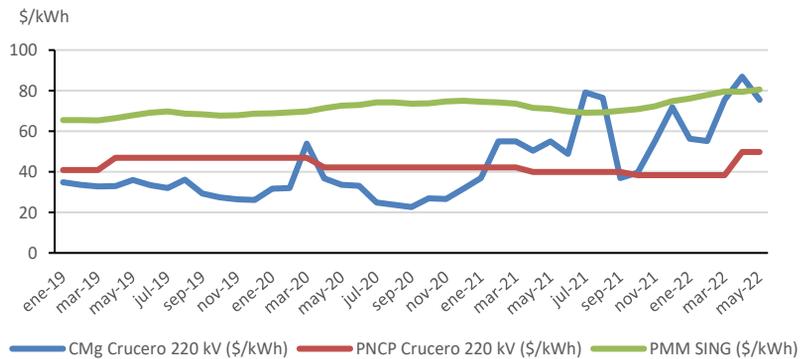
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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*



NOTICIAS

PMGD: durante 2022 se han interconectado 50 MW en nuevos proyectos

Un total de 50 MW de capacidad instalada en Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) se han interconectado al sistema eléctrico nacional en los primeros cinco meses de este año, de los cuales 47 MW son solares fotovoltaicos y 3 MW son térmicos, según indica el reporte sectorial del Coordinador Eléctrico Nacional.

De acuerdo con el documento, con estas nuevas incorporaciones la potencia instalada de los proyectos en operación llega a 1.737 MW, de los cuales 1.242 MW son solares (72%), 277 MW térmicos (26%), 164 MW hidroeléctricos (9%) y 54 MW eólicos (3%). Desde finales de 2015, la potencia total de PMGD instaladas ha aumentado un 529%.

La región con mayor potencia instalada es la Metropolitana, con 288 MW (16,6%), seguida por O'higgins, con 284 MW (16,4%), el Maule, con 238 MW (13,7%) y Valparaíso, con 233 MW (13,4%).

Entre las empresas distribuidoras de energía, el informe muestra que CGE tiene 1.103 MW (64%), seguido por Saesa, Chilquinta, Cooperativas y otras distribuidoras y Enel, quienes poseen 242 MW, 233 MW, 101 MW y 58 MW, respectivamente.

Balance ERNC marzo 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.206
Obligación ERNC (GWh)	819,0
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	13,2%
Inyección ERNC (GWh)	2.270
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	36,6%

Fuente: Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

ERNC: siete proyectos fueron aprobados en mayor por un total de US\$491 millones

Un total de siete proyectos de generación con Energías Renovables No Convencionales fueron calificados como «favorables» por el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) durante mayo, de los cuales seis son solares fotovoltaicos y 1 eólico, según indica el reporte sectorial de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Las iniciativas suman una capacidad instalada de 904 MW, con una inversión total de US\$ 491,6 millones.

Entre las obras aprobadas, destaca la Ampliación Planta Solar Pampa Unión, en la región de Antofagasta, que requiere una suma de US\$360 millones, además del parque solar Don Humberto, de 99,6 MW y una inversión de US\$75 millones.

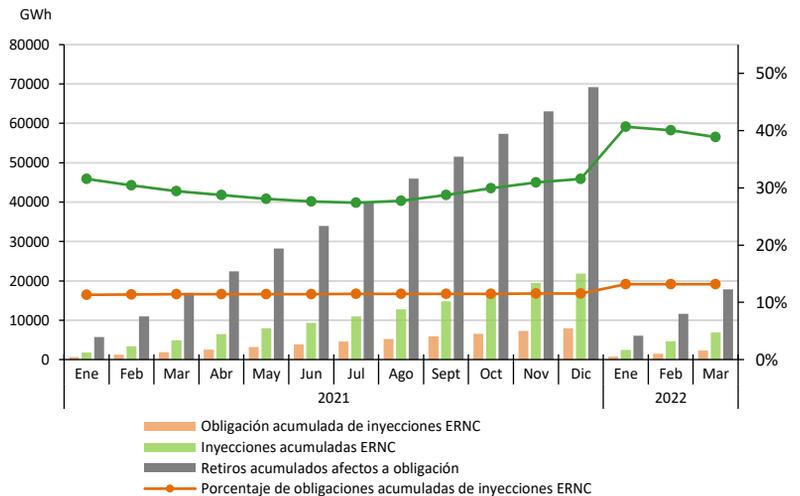
Los demás proyectos con luz verde ambiental son de pequeña escala, como el PMGD Eólico Chara, que estará ubicado en la región de Los Lagos, representa el único proyecto eólico con luz verde para el mes de abril, y que contempla una potencia de 9 MW, requiriendo una inversión de US\$11,7 millones.

El reporte de la CNE muestra además que, en los últimos 13 meses, la inversión acumulada para proyectos ERNC con RCA aprobada corresponde a US\$10.110 millones, mientras que la capacidad total suma 10.006 MW.

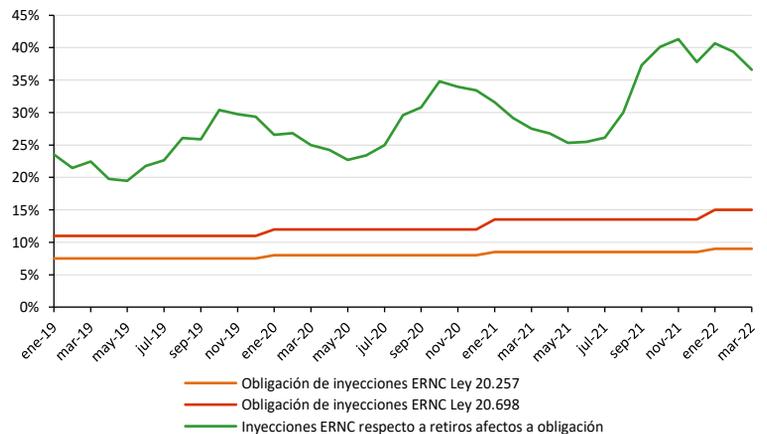
Fuente: Revista Electricidad (09/06/2022)

BALANCE ERNC A MARZO 2022

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



Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

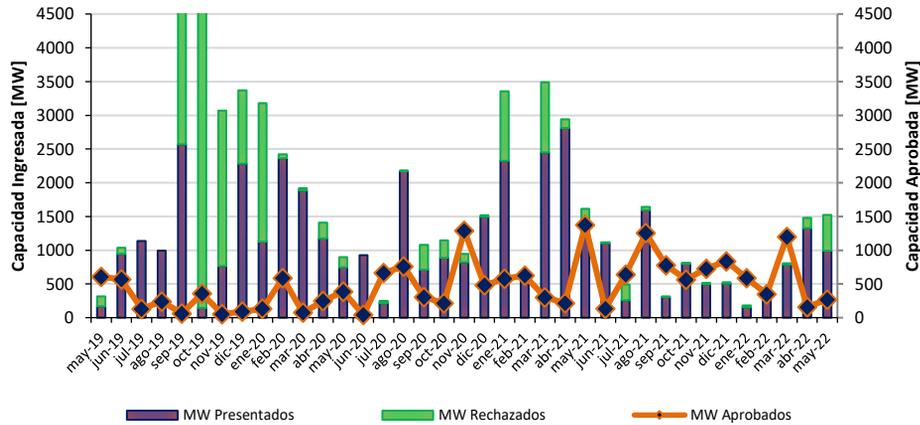
Acreditaciones ERNC

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 2022 a marzo 2022, corresponden a **17.836 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a marzo 2022 correspondió a **2.351 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 2022 a marzo 2022, fueron de **6.927 GWh**, lo que corresponde a un **38.8%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

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



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en mayo de 2022 ingresaron un total de 1790 MW de potencia. Se registraron 269 MW aprobados.

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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en mayo 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Solar La Puntilla	Energy Lancuyen SpA	9	Solar	19-ago-2021
Parque Fotovoltaico Santa María	MVC SOLAR 49 SpA	11	Solar	20-may-2021
Parque Solar Beta	Parque Solar Beta SpA	6	Solar	18-may-2021
Proyecto Parque Fotovoltaico Pampa Norte 2	Enel Green Power Chile S.A.	200	Solar	22-dic-2020
Parque Eólico El Alba	Acciona Energía Chile SpA	43	Eólico	23-jun-2020

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en mayo 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Andino Occidente I	Parque Fotovoltaico Andino Occidente SpA	160	Solar	24/05/2022
Central Solar Fotovoltaica El Sauce	Genermin SPA	100	Solar	24/05/2022
PMGD \"Sol de Valle Hermoso\"	Las Palmas FV SPA	9	Solar	24/05/2022
Parque Solar Fotovoltaico Cerro Blanco	CERRO BLANCO SPA	309	Solar	23/05/2022
PARQUE FOTOVOLTAICO ANDINO OCCIDENTE II	PARQUE FOTOVOLTAICO ANDINO OCCIDENTE II SPA	150	Solar	23/05/2022
Parque Fotovoltaico Socompa Solar	SOCOMPA SOLAR SPA	250	Solar	23/05/2022
Parque Fotovoltaico Auco Sunlight	Auco Sunlight SpA	9	Solar	20/05/2022
Ampelo Solar	CVE Proyecto Cuarenta y Dos SpA.	6	Solar	18/05/2022

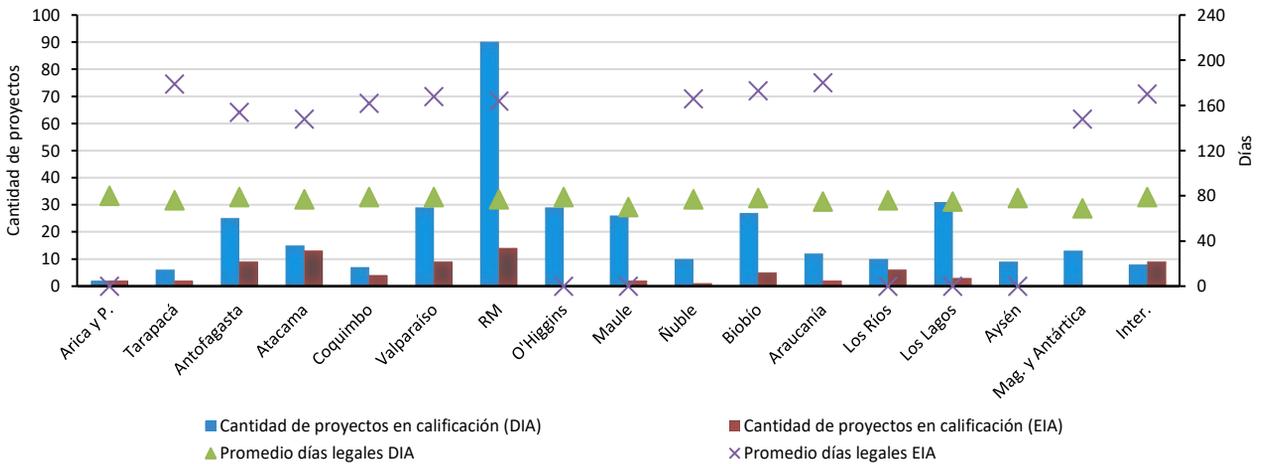
Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en mayo 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Sol de Orrego	Casablanca Energy SPA	210	Solar	20/05/2022
Parque Eólico Los Lagos del Sur	Eólica Los Lagos SpA	283	Eólico	17/05/2022
Planta Solar Mingorria	VASKAN SOLAR SPA	8	Solar	22/09/2021



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 mayo de 2021 hasta mayo de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Cuenta Pública CNE 2022: destacan avances en el desarrollo de la transmisión

La Comisión Nacional de Energía publicó recientemente su Cuenta Pública 2022, en la cual se destacaron los avances en temas de transmisión. El informe, presentado por el secretario ejecutivo subrogante, Marco Antonio Mancilla, destaca que “desde la implementación de la ley de Transmisión, la CNE ha realizado cinco procesos anuales de expansión de la transmisión, posibilitando el desarrollo de 277 obras en los sistemas de transmisión nacional y zonales, con una inversión estimada total de US \$3.728 millones”.

La presentación muestra que durante agosto de 2021, “la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2020, con 47 obras del sistema de transmisión nacional y 33 zonal, cuya inversión asciende a un total aproximado de US \$494 millones.

En enero de este año, el órgano regulador emitió el Informe Técnico Preliminar para el Plan Anual de Expansión de la Transmisión del año 2021, cuyas 38 obras de expansión ascienden a una inversión de US \$537 millones.

En la misma línea, y “cumpliendo con lo mandatado en la Ley de Transmisión, la CNE realizó durante 2021 el primer proceso de Valorización de las instalaciones de Transmisión, correspondiente al cuatrienio 2020-2023”. Además, a fines de 2021 se elaboraron las “Bases Técnicas y Administrativas Preliminares para la realización de los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión”, que corresponden al cuatrienio 2024-2027.

Fuente: Revista Electricidad (01/06/22)



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 10.796 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 655 MW para el año 2032.

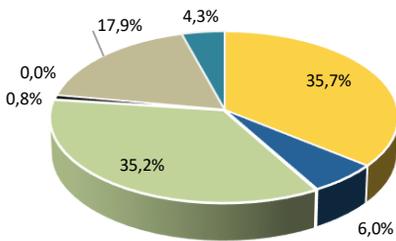
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 527 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2032, se estiman 5.492 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.477 MW al año 2032.

Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

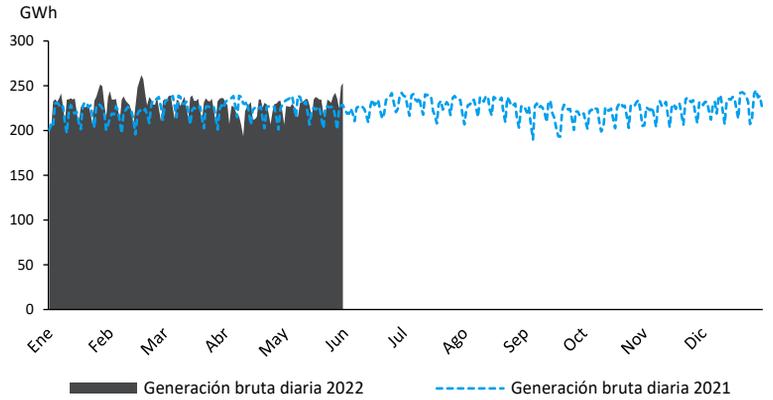
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2032



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

Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

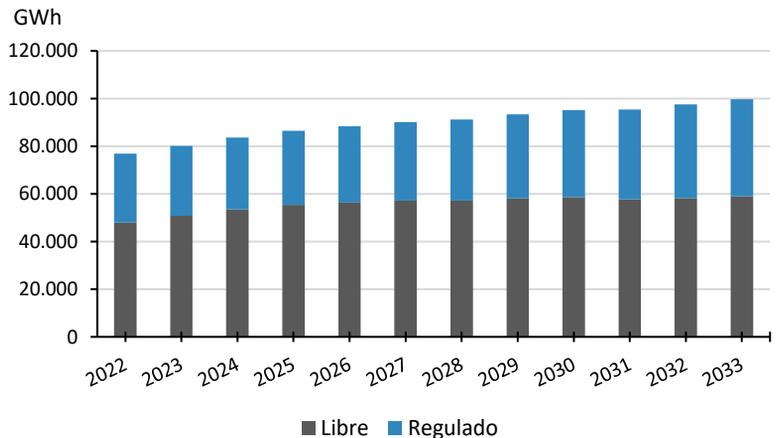
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Mayo 2022	Rec.
Eólica	3.805	3.536
Geotermia	78	0
Hidro	7.398	636
Solar	6.616	3.790
Térmico	14.111	90
Solar FV + Bess	0	1895
Almacenamiento	0	457
Total	32.001	10.605

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
Lomas de Duqueco (Eólico)	59	Jul-22
Pampa Tigre (Solar)	100	Jul-22

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Sol de Lila (Solar)	152	Ago-22
Azabache (Solar)	60	Ago-22



CNE: cuatro proyectos de transmisión por US\$24 millones fueron aprobados en mayo

Transmisión: CNE licita ejecución de estudio para el proceso de valorización de instalaciones 2024-2027

Más de US\$24 millones en inversiones estimadas representan los cuatro proyectos de transmisión aprobados ambientalmente durante mayo, que contemplan la construcción de subestaciones eléctricas, según informa el reporte mensual de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

La iniciativa que implica un mayor desembolso de recursos es la construcción de la subestación seccionadora Agua Amarga 220 kV, perteneciente a Transquinta, para ubicarse en la región de Atacama, con una inversión de US\$10,4 millones.

Luego viene el proyecto de la nueva subestación seccionadora Roncacho, de Engie Energía Chile, en la región de Arica-Parinacota, por US\$8,5 millones.

Además, obtuvo luz verde ambiental la ampliación de la subestación El Avellano, de CGE, para instalarse en la región del Maule, por un total de US\$3,4 millones.

Finalmente está el proyecto de la nueva conexión y ampliación de la subestación Celulosa Laja, de CMPC Pulp, en la región del Maule, por US\$1,4 millones.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) se encuentra desarrollando, a través de mercado público, una licitación para ejecutar el estudio de precios para el proceso de valorización de la transmisión 2024-2027.

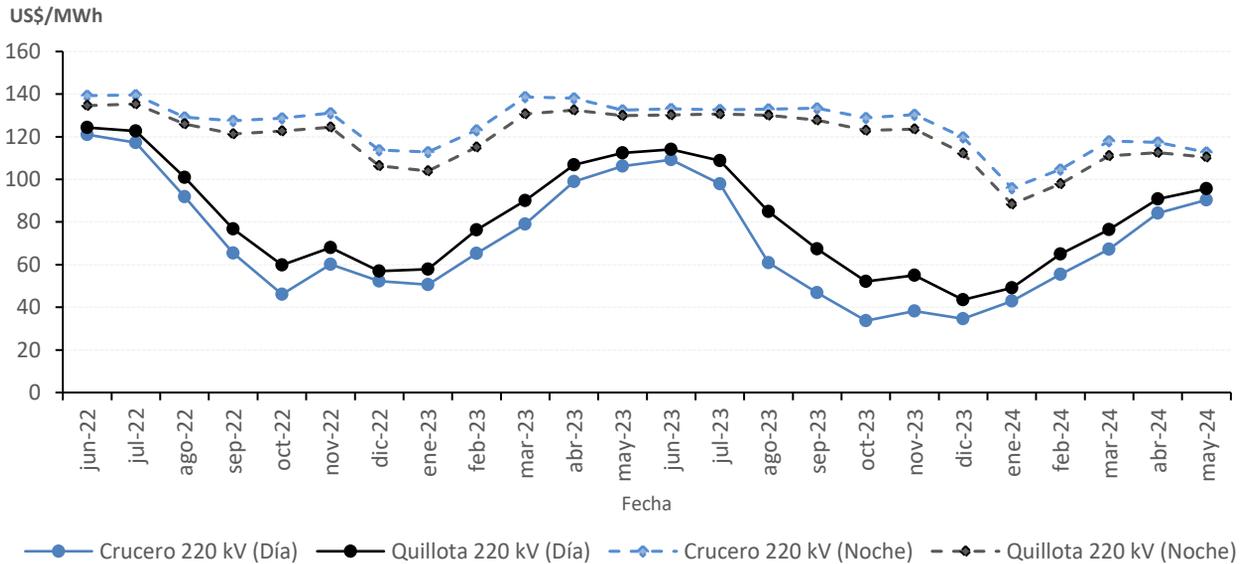
«Se requiere contratar un estudio que contenga un catastro representativo de los precios de mercado de equipos y materiales de instalaciones de transmisión, costos de adquisición de bienes muebles e inmuebles y elementos fungibles y no fungibles, herramientas, maquinarias, vehículos y otros elementos necesarios para la determinación de los recargos, el montaje y C.O.M.A., de acuerdo con un principio de adquisición eficiente bajo una política de eficiencia en las gestiones de compras, y considerando que los precios deberán basarse en información efectiva, para ser utilizados como antecedente en el proceso cuatrienal de valorización de las instalaciones de transmisión 2024-2027», informó el organismo regulador.

La apertura técnica y económica inició 13 de junio, mientras que la adjudicación será el 22 de junio.

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 puede observarse en el segundo semestre del presente año una tendencia al alza en los costos marginales proyectados. Luego, desde agosto en adelante, se aprecia una tendencia a la baja en los costos marginales proyectados para el año para horas del día, la que se debe principalmente a la disponibilidad de energía proveniente de fuentes renovables solares FV y eólicas, junto con el ingreso previsto de una cantidad relevante de nueva capacidad correspondiente a centrales de energías renovables.

En ambos años mostrados, los costos marginales proyectados durante el día para la barra Crucero 220 kV se muestran desajustados con respecto a la barra Quillota 220 kV, debido principalmente a la ocurrencia de congestiones de transmisión en el sistema de 500 kV. Ello se asocia a la alta disponibilidad de energía eólica y solar FV en la zona norte cuya transferencia a la zona central se ve en ocasiones limitada.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día para la barra Crucero 220 kV es 71,5 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 81,5 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 125,6 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 120,0 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