



BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 11 | N°6 | JUNIO 2021

VALGESTA.COM

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



Norma GNL: Antecedentes para una discusión informada

La semana pasada la Comisión Nacional de Energía presentó una propuesta de modificación de la Norma Técnica de GNL (NT GNL). Tal como lo planteamos en nuestra editorial de mayo de este año, “una buena regulación debe partir por generar un entendimiento común sobre el problema que se quiere solucionar y en el caso de que así sea, plantear y analizar las posibles soluciones que se traduzcan en un beneficio para el sistema”. Lamentablemente, la norma no se presenta con los antecedentes que la justifiquen, ni menos los impactos esperados de su ejecución, por lo que resulta complejo pronunciarse sobre su mérito. Las normas vigentes deben evaluarse en base a sus efectos; las propuestas normativas deben presentarse en base a un diagnóstico preciso del problema que amerita una intervención regulatoria, junto al análisis de alternativas evaluadas, las razones que motivan la elección de una de ellas y los impactos esperados de su implementación. Nada de esto ha sido presentado por la CNE.

Por ello y con el objeto de entregar más elementos de análisis para enriquecer la discusión sobre la NT GNL, Valgesta Nueva Energía realizó un estudio para identificar los impactos asociados a la aplicación de la norma actual y también respecto de posibles modificaciones. Este estudio fue realizado de manera independiente, no responde a requerimientos de agentes del sector y se compone de tres análisis específicos: i) impacto de la aplicación de la norma actual sobre el sistema eléctrico periodo 2019-2020, ii) impacto proyectado de la norma actual para 2022 y iii) impacto de una modificación de la norma sobre la disponibilidad de GNL en un horizonte de 10 años. El informe del estudio con el detalle de los análisis se puede descargar directamente desde nuestra página web o de nuestra cuenta de LinkedIn .

En el primer análisis se constató que la participación del GNL para los años 2019 y 2020 fue de un 18,3 % y 17,6% de la generación total, siendo el GNL inflexible (GNLI) un 6,9% y 5,2% respectivamente. Cuando el análisis se hace mes a mes, se observó que el GNLI tuvo su mayor participación promedio mensual en el mes de julio de 2019 alcanzando un 15,3% de la generación total, lo que representa un 68,4% del total de GNL en dicho mes.

El estudio también determinó que el GNLI generalmente es despachado por largos períodos de tiempo, ocupando días completos e incluso semanas. Por esta razón, con el objeto de identificar impactos asociados al uso de GNLI, el estudio analizó los costos marginales promedios diarios para 27 barras principales del SEN en los años 2019 y 2020, con el objeto de revisar si existe alguna correlación con el despacho de GNLI a nivel sistémico.

El análisis concluye que la correlación entre los costos marginales de cada una de las 27 barras analizadas con el despacho de GNLI a nivel sistémico nunca supera el 20,89% (Puerto Montt 220 kV), lo que implica que la inyección de GNLI a nivel sistémico no explicaría el comportamiento de los costos marginales del sistema. Adicionalmente, al analizar el comportamiento de los vertimientos de energías renovables con las inyecciones de GNLI día a día, la correlación arrojó valores de 5,13% para 2019 y -2,2% para 2020, no obteniéndose resultados concluyentes respecto del impacto que la NT GNL tiene sobre los vertimientos de energías renovables a nivel sistémico.

Con el objeto de profundizar el análisis, el estudio repitió el ejercicio anterior para tres zonas específicas (Norte Grande, Norte Chico y Centro). En este caso se observó que, para la zona Norte Grande, se evidenciaron decrecimientos en los costos marginales que alcanzaron un -18,3% en promedio durante 2019, sin embargo, dicho valores varían de manera relevante para el año 2020, llegando a presentar un aumento del +12%. Al hacer la revisión mes a mes de esta situación, se pudo constatar que había un hecho que explicaba el comportamiento de los resultados antes indicados - la entrada en operación de la línea Cardones Polpaico - específicamente el tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico en 500 kV. En efecto, el análisis mensual mostró que en 2019 la diferencia entre los costos marginales (con y sin GNLI) en la zona, exhibía un decrecimiento antes de la entrada en operación de la línea, mientras que dicha tendencia desaparecía con la entrada de la línea a mediados de 2019. Al calcular la correlación entre los costos marginales y el despacho de GNLI para este mismo periodo en dicha zona, se obtiene que ésta es de un -46% antes de la línea y -6% posterior ello, confirmando lo observado anteriormente. De los resultados obtenidos se puede concluir que la diferencia de costos marginales en la zona se produjo principalmente por limitación en la transmisión y no necesariamente por la participación del GNLI. Respecto de la zona Norte Chico la conclusión es similar al caso anterior, mientras que para la zona Centro no se encontró evidencia de que la inyección de GNLI tuvo un impacto significativo sobre los costos marginales como tampoco sobre los vertimientos de energías renovables.

En la segunda parte del estudio y con el objeto de analizar los impactos potenciales asociados a la declaración de GNLI en el SEN a futuro, se modeló la operación del sistema para el mes de julio de 2022 en cuatro escenarios, con detalle horario y asumiendo los mismos supuestos en todos los casos. Los escenarios estudiados fueron 1) escenario sin GNLI y con transmisión proyectada actual (Caso Base); 2) escenario con GNLI y con transmisión proyectada actual; 3) escenario sin GNLI con red de transmisión sin congestiones y 4) escenario con GNLI con red de transmisión sin congestiones. El estudio muestra que, en el caso de la generación por tecnología, para los escenarios 1 y 2, no se observan cambios significativos en ninguna tecnología, arrojando una diferencia de 0,2% entre ambos escenarios en total. No obstante, al hacer el mismo análisis entre los escenarios 3 y 4, se aprecia un aumento de 1% en la participación de generación de GNL debido a la declaración de gas inflexible que desplaza la generación a carbón en la misma magnitud. En consecuencia, el impacto del GNLI a nivel de despacho de tecnologías es despreciable. Al comparar los escenarios 2 y 4, los resultados muestran que en el escenario 4 se produce un aumento en la generación a carbón (+3%), eólica (+1%), solar (+1%), y una disminución en la generación de GNL (-3%). La razón de ello es un sistema de transmisión más robusto.

Respecto de los costos marginales, los resultados muestran que en los tres escenarios distintos al Caso Base presentan costos marginales inferiores. A modo de ejemplo en la barra Quillota 220 kV se observan disminuciones de -2%, -15% y -17%, de los escenarios 2,3 y 4 respecto del Caso Base. En el primer caso dicha disminución se explica por el GNLI, en el segundo caso por transmisión y el tercer caso por GNLI y transmisión robusta.

Finalmente, respecto del nivel de vertimiento de ERV los resultados muestran que en el escenario con sistema de transmisión proyectado actual (escenario 1 y 2) el GNLI genera un impacto de +0.2%, es decir, un valor no significativo. Cuando se observan los resultados para los escenarios con un sistema de transmisión robusto (escenario 3 y 4) el impacto del GNLI es nulo.

Norma GNL: Antecedentes para una discusión informada

En la tercera parte del estudio, se realizó un análisis para estimar el posible impacto sobre el SEN de la aplicación de los cambios propuestos en la norma, a partir de un cambio en la decisión de compra de GNL por parte de los agentes del mercado en el largo plazo.

Para ello se analizaron dos escenarios. Un caso base que corresponde a las proyecciones que Valgesta Nueva Energía hace asumiendo que la NT no se modifica y un segundo escenario, denominado GNL Reducido, cuyo supuesto principal es que los agentes modifican su decisión de compra de GNL contratando el máximo volumen que le permita el “Reporte de volúmenes resultantes de *Annual Delivery Program* (ADP)”, para ser declarado gas inflexible. Para lo anterior se revisaron los estudios que emite el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) donde realiza una comparación *ex-post* entre las proyecciones anuales de consumo de GNL del ADP y lo que efectivamente se consumió en el año simulado. Esta información da cuenta que las proyecciones del caso base del ADP fueron, en promedio, un 50% menor a lo efectivamente consumido. En consecuencia, el estudio se realizó asumiendo que el escenario GNL reducido implica una reducción de la disponibilidad de GNL de hasta un 50% respecto del Caso Base.

Los resultados para el periodo 2021-2030 arrojaron lo siguiente: la participación en la generación de GNL para los escenarios Base y GNL Reducido fue de un 6% y 5% respectivamente para el año 2025 y de un 13% y 10% para el año 2030, respectivamente. En ambos escenarios el GNL aumenta su generación en el periodo de estudio, lo que se debe principalmente al proceso de cierre de centrales a carbón. Los resultados también muestran que en el escenario GNL Reducido, se observa un aumento en la generación en base a Diésel (+584% al año 2030), alcanzando una participación en la generación total de un 1.5% el año 2030, esto es más de cinco veces que en el Caso Base.

Lo anterior se traduce en un aumento en los costos marginales promedios anuales. A modo de ejemplo, para la barra de Quillota 220 kV se observa un incremento promedio de +23% en los costos marginales (+10,9 USD/MWh), mientras que para Crucero 220 kV el aumento fue de un 22% (+8.7 USD/MWh), esto para todo el periodo. Sin embargo si se observa sólo el año 2030 el aumento en los costos marginales es de +22.8 USD/MWh para ambas barras, es decir un aumento de un +41% aproximadamente.

Adicionalmente, los resultados arrojan que el escenario GNL Reducido también implica un aumento en los costos de operación del sistema. Esto se debe principalmente al aumento en la participación del diésel en la matriz de generación. El aumento en el costo de operación es de un +17% por sobre el Caso Base en el año 2030, lo que implica un aumento de 137 MMUSD para ese año en el costo de operación.

Finalmente, el estudio muestra que la variación del vertimiento entre el escenario Base y el escenario GNL Reducido no es significativo y este valor es de un 0.7%.

Conclusiones:

Si bien la CNE no ha presentado un diagnóstico preciso que motiva la modificación de la norma, algunos actores han planteado que se requeriría una modificación dado el impacto que la declaración de GNLI tendría sobre los costos marginales y el vertimiento de energía renovable. De los análisis efectuados a la operación real de los años 2019 y 2020, no aparece que las diferencias significativas de costos marginales y vertimiento en los escenarios analizados se deban a la presencia de GNLI en el despacho, sino que responde fundamentalmente a las limitaciones de la capacidad de transmisión del sistema eléctrico.

En cuanto a las proyecciones de corto plazo, la mantención de la norma vigente y la presencia de GNLI impactaría en el costo marginal proyectado para el año 2022 en un -2%, en un sistema sin congestiones. Con todo, este efecto debe analizarse con relación a los eventuales impactos que podría tener una nueva normativa, en caso de que ésta desincentive la compra de GNL por parte de las empresas propietarias de centrales de ciclo combinado, limitándose a los niveles que el CEN proyecte. En este caso y basados en las proyecciones de uso de GNL que en los dos últimos años ha realizado el CEN, los efectos que podría acarrear la normativa serían contrarios a una “operación económica” y más limpia, ya que se incrementarían notoriamente la presencia de diésel, aumentando considerablemente los costos marginales (hasta +41%) y de operación del sistema (+17%).

Este escenario sería favorable exclusivamente para aquellas centrales que se encuentren recibiendo ingresos en el mercado spot, pero implicaría impactos considerables a aquellas empresas que tienen contratos regulados y libres. Por ello, sería esperable que los futuros contratos que se oferten para clientes regulados y libres aumenten sus precios, incorporando este nuevo escenario de costos marginales.

Finalmente, en el contexto de la discusión sobre “cierre acelerado” de centrales a carbón (lo que podría ocurrir durante esta década) y una menor disponibilidad de agua para hidroelectricidad, proyectada en torno a un -20% según algunos especialistas por efectos del cambio climático, resulta necesario que la autoridad realice un análisis de mayor profundidad y transparencia sobre los problemas que pretende resolver, los objetivos que buscará con la modificación y una proyección de los impactos esperados. Todas las proyecciones nos señalan que el Gas Natural es un combustible clave y “puente” en el proceso de descarbonización que nos hemos propuesto como país para el año 2050, por lo que las medidas que se adopten en el presente debiesen dar cuenta de este rol y los impactos que una regulación con escaso fundamento podría tener en este proceso.

Comisión Nacional de Energía presenta modificaciones a la Norma Técnica de Gas Natural Regasificado

La CNE presentó al Comité Consultivo de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Regasificado las modificaciones a su propuesta original para el tratamiento del despacho y valorización de unidades operando con gas inflexible en el sistema eléctrico.

La presentación se encuadra en el proceso habitual de debate y definición de normas técnicas, constituyendo el paso previo a la consulta pública que se iniciará próximamente respecto del texto de detalle de la propuesta.

Según el organismo, la propuesta se basa en «reconocer la necesidad del sistema eléctrico de contar con generación a gas, sobre todo ante un escenario de descarbonización de la matriz energética y la realidad práctica de que ese gas posee inflexibilidades. Al mismo tiempo, la CNE -en su propuesta- encarga al Coordinador Eléctrico Nacional para que defina los niveles aceptables de gas potencialmente declarable inflexible, de modo que la declaración de inflexibilidades siga una lógica de beneficio para el Sistema Eléctrico Nacional en su totalidad y no quede al arbitrio de las decisiones comerciales individuales de quienes hasta ahora definían esas inflexibilidades».

Y se agrega: «En todos estos elementos, la CNE ha tenido presente que siempre esté representado el interés global de preservar la seguridad de servicio y el uso óptimo global de las instalaciones en beneficio de todos los consumidores».

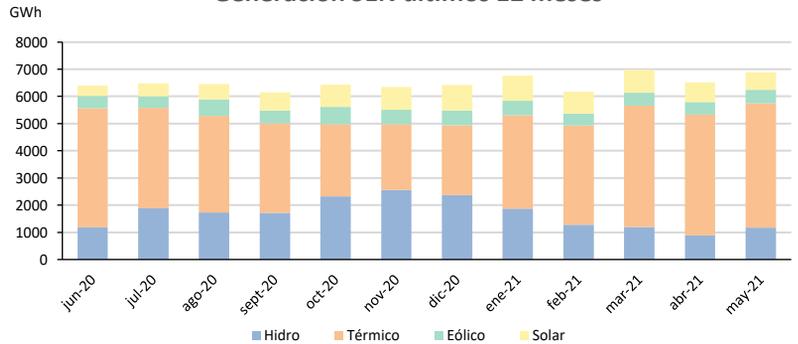
Este trabajo técnico de la CNE se da en el marco de las distintas posturas que existen, entre quienes desean la eliminación total de las mencionadas inflexibilidades y, quienes, por otro lado, están por no innovar respecto de lo establecido en 2016 y que permitió el despacho forzado de gas inflexible de la forma que en general se ha venido efectuando hasta hoy.

De acuerdo con el organismo, la propuesta mantiene el principio de que esta normativa no altera la autonomía que siempre han tenido las empresas que utilizan GNL para definir las cantidades de combustible que compran de acuerdo a sus contratos.

Fuente: Revista Electricidad (04/06/2021)

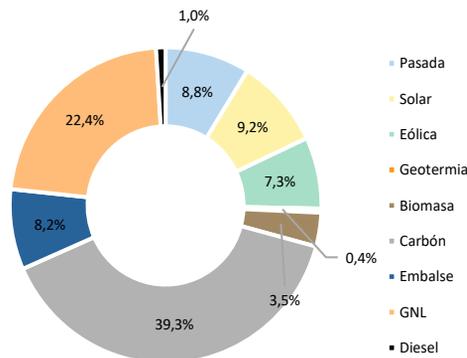
ESTADÍSTICAS MAYO 2021

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO MAYO 2021

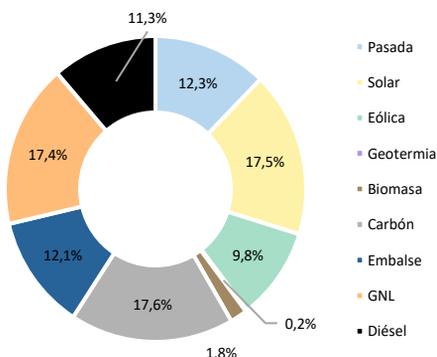


Despacho de generación (GWh)

Térmica	4.571
Hidráulica	1.170
Eólica	503
Solar	634
Generación Total	6.879

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN ABRIL 2021

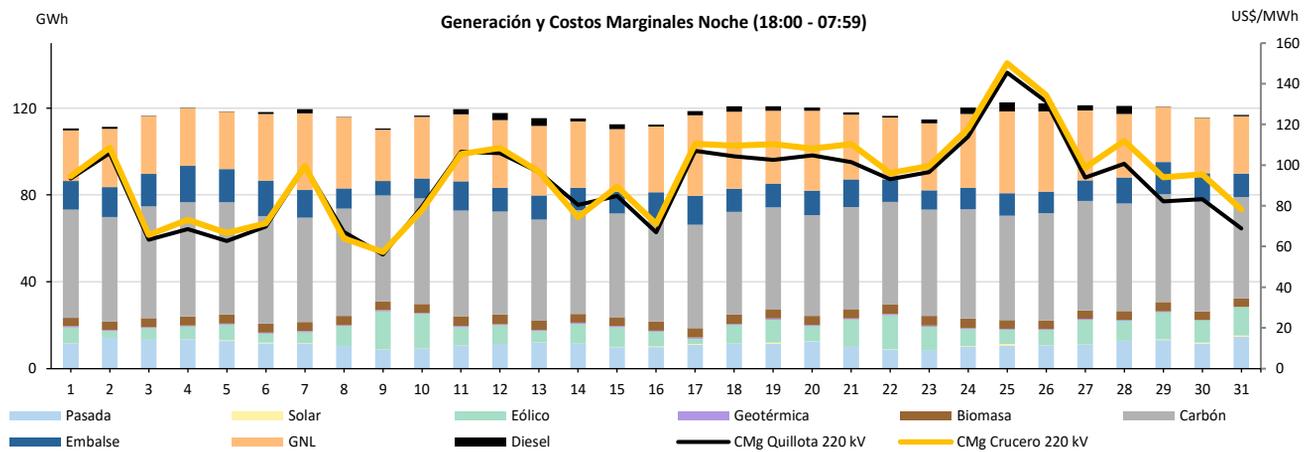
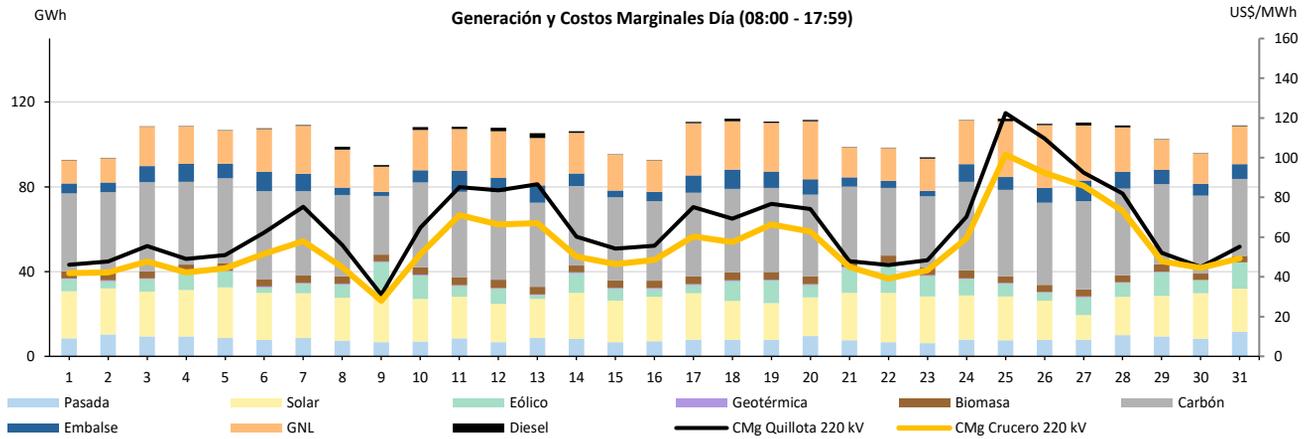


Capacidad instalada SEN (MW)

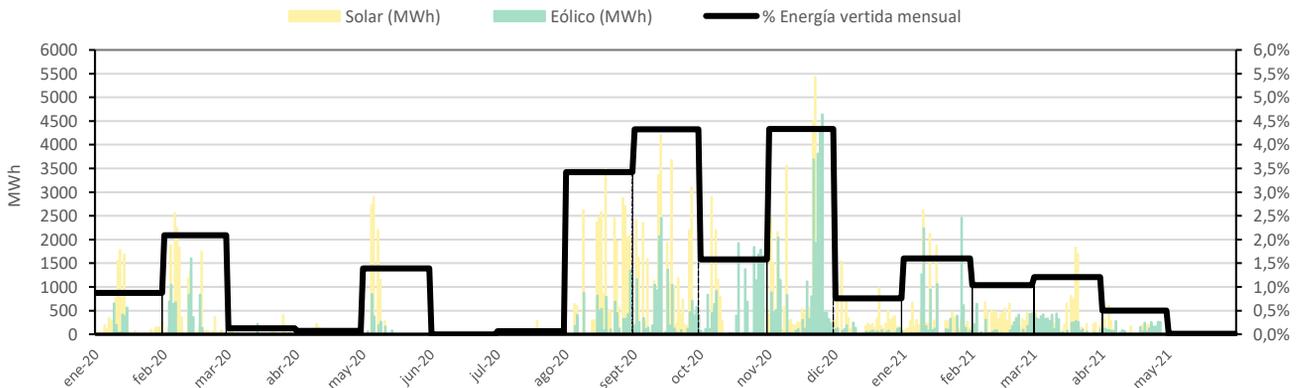
Hidro	6.830
Térmico	13.474
Eólica	2.748
Solar	4.912
Geotermia	45
Total	28.009

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, mayo 2021



Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – mayo 2021



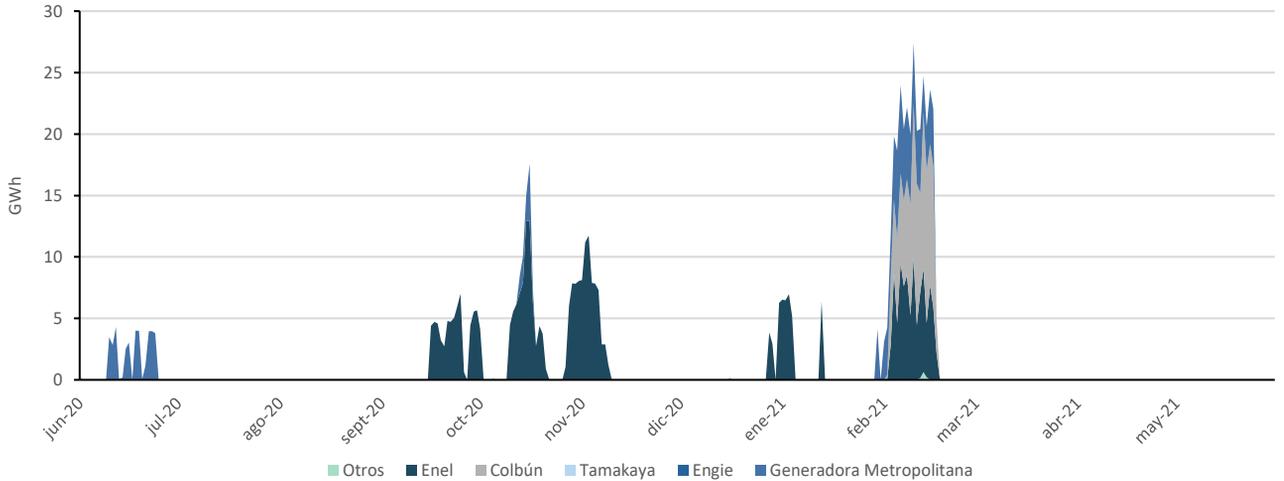
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero de 2020 a mayo 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 mayo 2021 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico.

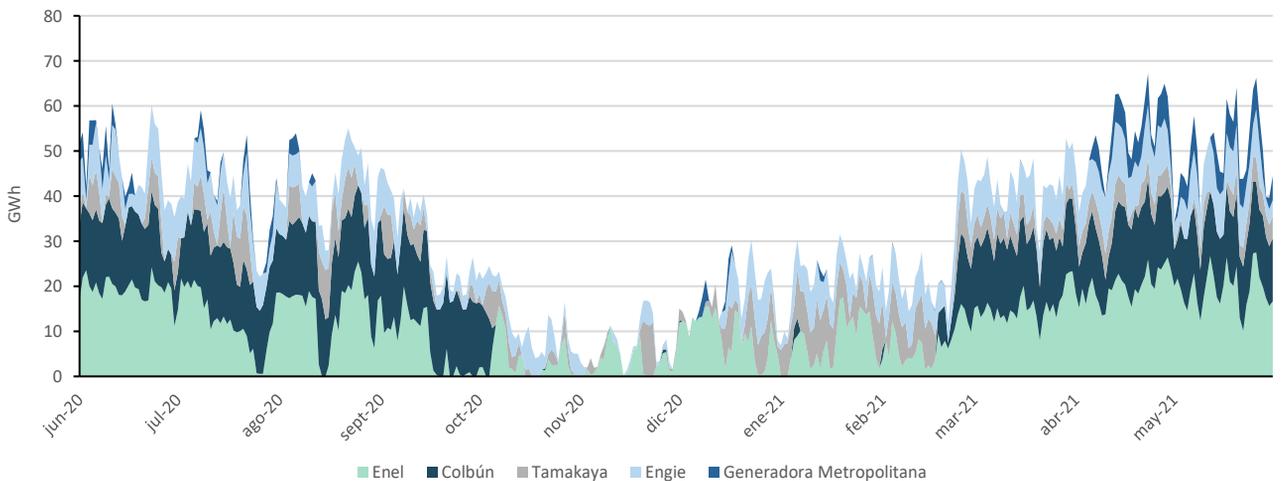
Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En mayo de 2021 no hubo generación en base a Gas Natural argentino.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones últimos 12 meses



En mayo de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.538 GWh, lo que representó el 22,4% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 39,1% se atribuye a Enel, un 28,8% se atribuye a Colbún, un 5,9% se atribuye a Tamakaya, un 16,4% a Engie, un 9,5% a Generadora Metropolitana, y el 0,3% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	44,5
Precio Nudo Crucero 220 kV	39,9
PMM SEN	71,1

Fuente: CNE

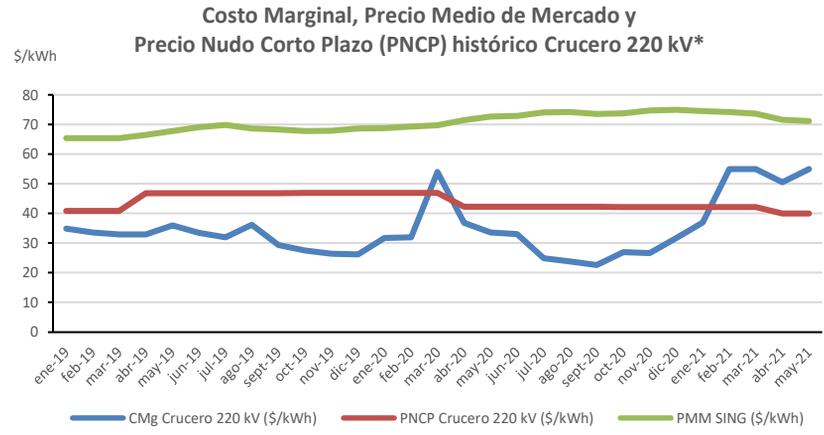
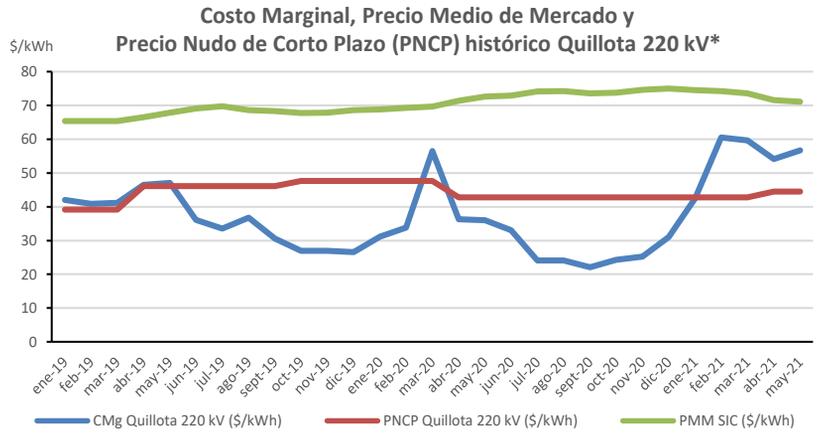
Costos marginales promedio mayo (\$/kWh)

Crucero 220 kV	54,6
Cardones 220 kV	56,2
Pan de Azúcar 220 kV	57,0
Quillota 220 kV	56,3
Charrúa 220 kV	57,7
Puerto Montt 220 kV	77,0

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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

NOTICIAS

Cuenta Pública 2021: Lo que se dijo sobre crisis climática, descarbonización y energías limpias

El Presidente Sebastián Piñera destacó la realización de iniciativas para avanzar en esta materia, señalando que el potencial del hidrógeno verde que tiene el país.

Durante la Cuenta Pública 2021 dada a conocer en el Congreso, el Presidente de la República, Sebastián Piñera, abordó el tema energética al referirse a las medidas de largo aliento que pretende instalar la actual administración, como un desafío que impacta en la calidad de vida de la población, donde mencionó la crisis climática.

Según el jefe de Estado, «estamos comprometidos con transformar a Chile en un país Carbono Neutral y cumplir nuestros compromisos con el Acuerdo de París».

Es así como planteó que se encuentra en plena marcha la promoción de energías renovables que no generan emisiones, además de «descarbonizar nuestra matriz energética, electrificar nuestro sistema de transporte público, generar mayor eficiencia energética y proteger nuestros bosques, y muy especialmente, nuestros bosques nativos».

«Para Chile el desafío ambiental constituye un problema y también una oportunidad. Además de nuestro enorme potencial en energías limpias y renovables, como la energía del sol, el viento, la tierra y el mar, tenemos también un gran potencial para transformarnos en un eficiente productor mundial de Hidrógeno Verde, un combustible limpio y renovable, que podemos producir con agua y energía limpia, y que puede superar a la minería como generador de empleos, riquezas, oportunidades y exportaciones para Chile», afirmó.

Balance ERNC febrero 2021

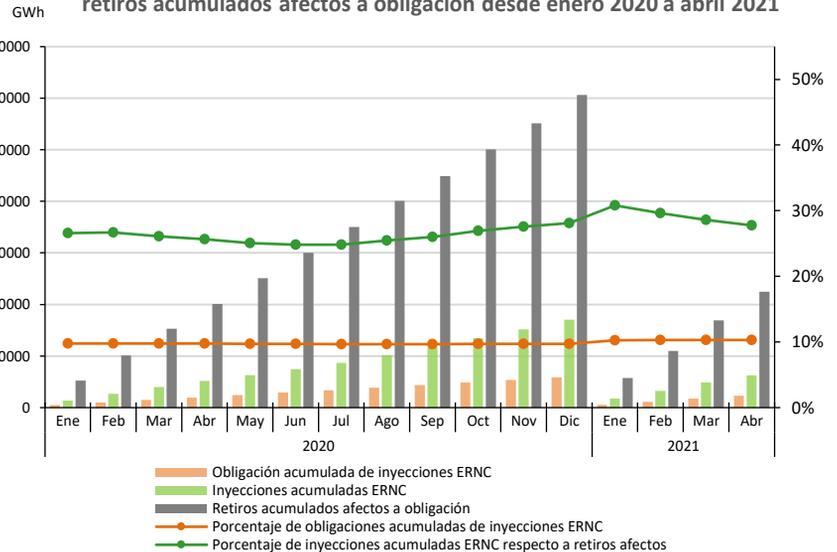
Total retiros afectos a obligación (GWh)	5.519
Obligación ERNC (GWh)	570
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	10,3%
Inyección ERNC (GWh)	1.393
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	25,2%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en abril de 2021 las inyecciones ERNC superaron en **14,9 puntos porcentuales** a la obligación.

BALANCE ERNC A ABRIL 2021

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



NOTICIAS

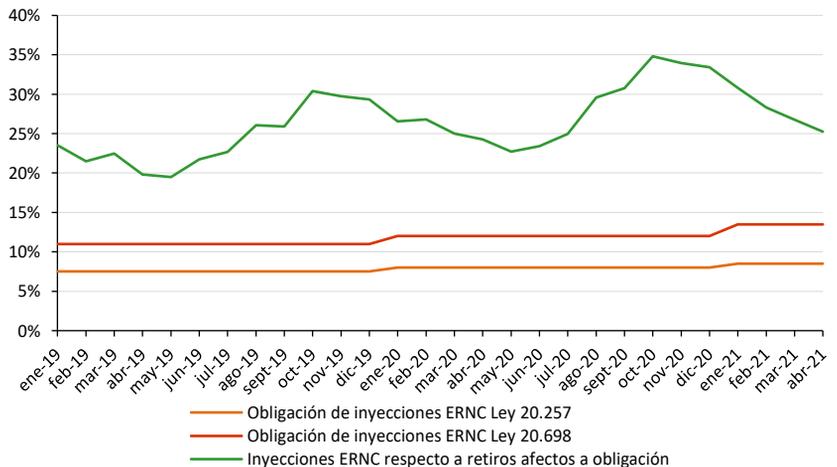
Hidrógeno Verde: analizan potencial de la Región de Valparaíso para ser polo de exportación

El Centro de Formación Técnica de la Región de Valparaíso y la Corporación para el Desarrollo Estratégico de la Provincia de San Antonio organizaron el Seminario «Hidrógeno Verde: Una oportunidad para la Provincia de San Antonio», donde se destacaron las ventajas para la zona en relación con el sector exportación.

Patricia Palacios, gerente general de HIF, señaló que la zona «tiene muchos elementos y muchos factores que pueden aportar a esta incipiente industria. A diferencia de Magallanes, la Región de Valparaíso tiene líneas de transporte de energía eléctrica, por lo tanto, no necesariamente tenemos que tener la energía renovable en la región como para poder generar una industria, podemos transportar la energía desde donde se produce. También pensamos abastecernos de agua de mar, desalarla y utilizar esa agua, tenemos el mar, tenemos el puerto, podemos ubicar ahí las plantas productoras de hidrógeno».

Fuente: Revista Electricidad (09/06/2021)

Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



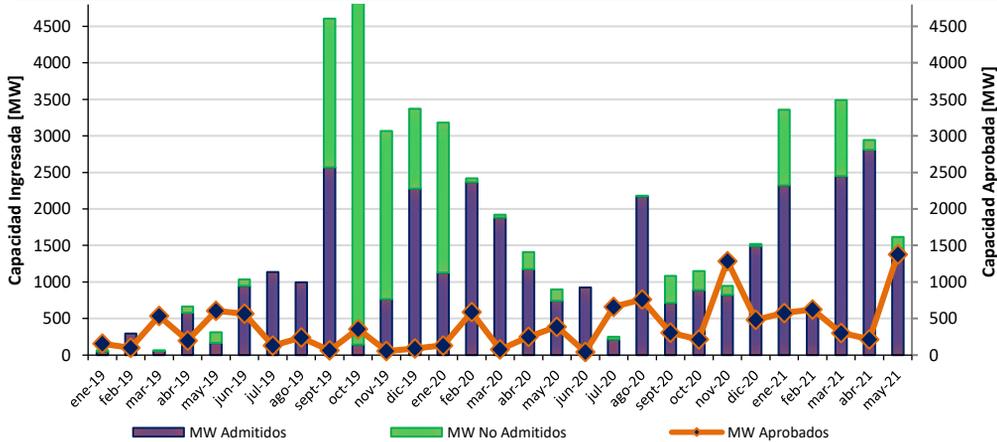
Fuente: Coordinador Eléctrico

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 abril 2021, corresponden a **22.439 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a abril 2021, correspondió a **2.316 GWh**, lo que corresponde a un **10,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a abril 2021, fueron de **6.234 GWh**, lo que corresponde a un **27,8%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

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

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en mayo de 2021 ingresaron un total de 2.991 MW de potencia. Se registraron 1.377 MW aprobados.

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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en mayo 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
PLANTA FOTOVOLTAICA AR CHANGOS SOLAR	AR Changos Solar SpA	430	Solar	23-11-2020
Modificación Avel Solar	SANTA LAURA ENERGY SpA	9	Solar	21-10-2020
Parque Solar Fotovoltaico Arrebol	Amunche Solar SpA	9	Solar	21-10-2020
Planta Solar Lo Miguel	Grupo energy Lancuyen spa	9	Solar	23-09-2020
Planta Solar La Paz	Grupo energy Lancuyen spa	9	Solar	22-09-2020
Parque Fotovoltaico Cabildo Sunlight	Cabildo Sunlight SpA	9	Solar	22-07-2020
Planta Fotovoltaica Fundo San Isidro	LENERGIA CHILE SpA	9	Solar	23-04-2020
Proyecto PMGD El Monte	LUMINOUS ENERGY SPA	9	Solar	21-04-2020
Parque Solar Esmeralda II	Parque Solar Esmeralda SpA	15	Solar	20-04-2020
Parque Fotovoltaico Alfa Solar	Pleiades S.A.	850	Solar	23-03-2020

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en mayo 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Libélula	Engie Energía Chile S.A.	200	Solar	17-05-2021
PARQUE EÓLICO OVEJERA SUR	Parque Eólico Ovejera Sur SpA	252	Eólico	28-05-2021
Parque Fotovoltaico Víctor Jara	GR Chañar SpA	200	Solar	20-05-2021
Parque Eólico Culenco	PLAN 8 Energía Infinita Ltda	248	Eólico	24-05-2021
Parque Fotovoltaico Campanario	MVC SOLAR 60 SpA	9	Solar	20-05-2021
Parque Solar Gamma	Parque Solar Gamma SpA	9	Solar	24-05-2021
Parque Fotovoltaico El Cuzco	MVC SOLAR 31 SpA	9	Solar	24-05-2021
Parque Fotovoltaico Santa Ines	Santa Ines SpA	9	Solar	24-05-2021
Parque Fotovoltaico Lirios de Chumaquito	Lirios de Chumaquito SpA	9	Solar	24-05-2021
Parque Fotovoltaico Bellavista	ENERGIA RENOVABLE ZAFIRO SPA	9	Solar	20-05-2021
Parque Fotovoltaico Santa María	MVC SOLAR 49 SpA	9	Solar	20-05-2021
Parque Fotovoltaico Doña Petronia	Parque Fotovoltaico Doña Petronia SpA	9	Solar	24-05-2021
Parque Fotovoltaico Valle Hermoso	Fotovoltaica Quinta de Tilcoco SpA	9	Solar	20-05-2021
Planta Solar Oro Verde	Inmobiliaria e Inversiones Lancuyen SpA.	9	Solar	20-05-2021
Parque Fotovoltaico El Parral Solar	El Parral Solar SpA	9	Solar	21-05-2021
Parque Fotovoltaico Alto Bellavista	Alto Bellavista SpA	9	Solar	21-05-2021

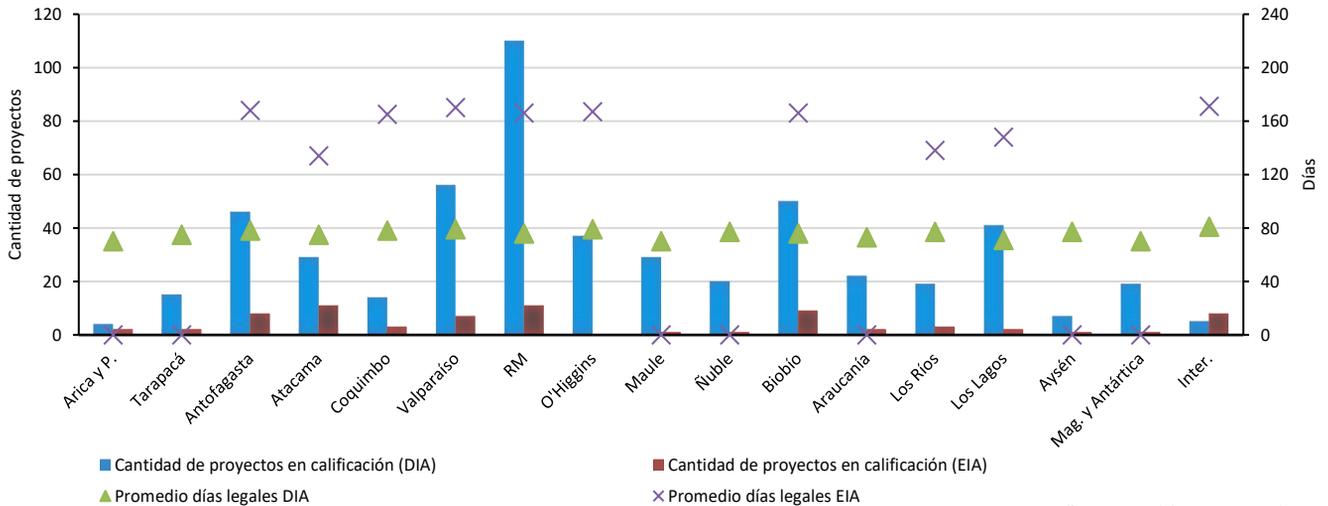
Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en mayo 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Diego de Almagro	Inmobiliaria e Inversiones Los Coihues S.A.	9	Solar	26-05-2021
Parque Fotovoltaico Hijuela	CMS SPVI SpA	9	Solar	26-05-2021
Parque Fotovoltaico Los Llanos	CMS SPVIII SpA	9	Solar	26-05-2021
Parque Fotovoltaico El Olivar	CMS SPVII SpA	9	Solar	26-05-2021
Parque Solar Cabrero	IMPULSO SOLAR EL RESPLANDOR SpA	15	Solar	20-12-2019

Fuente: SEIA (e-SEIA)

Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

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



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Servicios Complementarios: monto promedio de pago mensual pasó de US\$5 millones a US\$20 millones

El pago de Servicios Complementarios pasó de un promedio mensual de US\$5 millones a inicios de 2020, cuando comenzó el nuevo régimen legal, a US\$20 millones en los primeros meses de este año, según relevó el nuevo reporte de seguimiento mensual de este mercado que elabora la Asociación de Consumidores de Energía No Regulados (Acenor A.G.).

Según el documento, «cuando estos valores se expresan en términos de USD/MWh, se observa que el pago creció de menos de 1 USD/MWh a más de 3 USD/MWh».

El Control Primario de Frecuencia (CPF) es el principal componente para el pago de estos servicios, con una participación promedio de 51% entre abril de 2020 y marzo de 2021, seguido de el Control Secundario de Frecuencia (19%); el Control Terciario de Frecuencia (16%); infraestructura (6%); Costo Combustible Adicional y Costo Recurso Adicional (5%), y Control de Tensión (3%).

Acenor, que agrupa a los principales clientes libres industriales del país, señaló que el reporte viene a informar sobre un tema relevante para los clientes del sector eléctrico, «dado que las remuneraciones son pagadas mensualmente por los usuarios finales a través de un cargo de servicios complementarios».

Fuente: Revista Electricidad (28/05/21)

Subsecretario Francisco López analiza el rol del sector energético en la Nueva Constitución

(Francisco López, Subsecretario del Ministerio de Energía en las Jornadas de Derecho de Energía UC)

En esa línea, explicó que el sector energético se desenvuelve en un marco normativo definido por la Constitución, resaltando que la sostenibilidad de los modelos de desarrollo es uno de los ejes que contempla una Carta Magna.

Vinculado a ese punto, expresó que la nueva Constitución tendrá una mayor relación con el sector energético, mencionando que el concepto de soberanía que se reconoce en las Cartas Fundamentales cada vez se relaciona en mayor medida con la dimensión energética de los países.

En ese contexto, la autoridad comentó que es necesario un marco constitucional que posibilite un desarrollo energético a largo plazo, que contemple por ejemplo el camino hacia la carbono neutralidad, procurando lograr que el sector de la energía sea cada vez más amigable con el medio ambiente.

Por otra parte, abordó los aspectos que podrían ser incluidos en la nueva Constitución, entre los cuales se ubicaría por ejemplo la inclusión de mecanismos de participación ciudadana, ante lo cual surge la inquietud si es que estos serán vinculantes. Lo otro es si la nueva Carta Magna definirá objetivos en materia energética.

Fuente: Revista Electricidad (20/05/21)



Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2021

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre del 2021, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2030 de 10.934,3 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 1.198,9 MW para el año 2030.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 643,4 MW entre instalaciones Diésel, de Biomasa y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

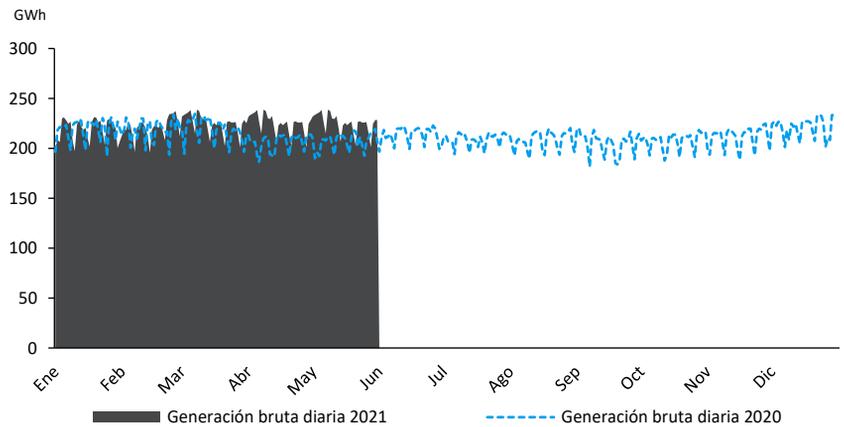
Para el año 2030, se estiman 5.047,9 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 4.011,1 MW al año 2030.

Finalmente, se proyecta la instalación de 33 MW de tecnología geotérmica para el mismo período.

Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.105

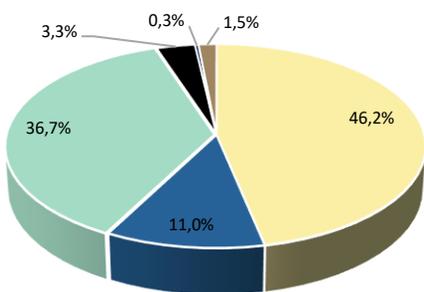
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad abril 2021 y recomendada a instalar al año 2030 (MW)

	Abr 2021	Rec.
Eólica	2.748	4.011
Geotermia	45	33
Hidro	6.830	1.199
Solar	4.912	5.048
Termosolar	0	0
Térmico	13.474	643
Total	28.009	10.934

Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE

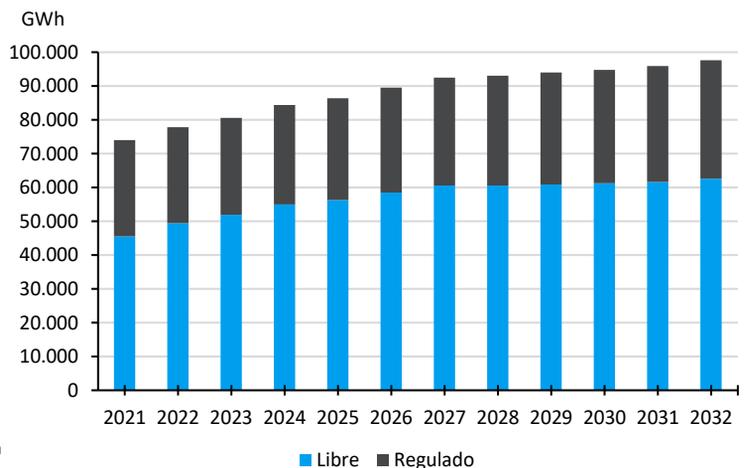
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2030



■ Solar Fotovoltaico ■ Hidro ■ Eólica ■ Diesel ■ Geotérmica ■ Biomasa

Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Digua (hidro)	20	Jun-21
Cóndores (diésel)	100	Jun-21
La Huella (solar)	84	Jul-21

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
La Estrella (eólico)	50	Jun-21
Azabache (solar)	63	Jul-21
Río Escondido (solar)	145	Jul-21



Ministerio de Energía alista proyecto de ley que duplica cuota obligatoria de ERNC en generación eléctrica

Según el biministro Juan Carlos Jobet, la iniciativa legal también buscará incentivar el desarrollo del hidrógeno verde y el avance de la electromovilidad.

El biministro de Energía y Minería, Juan Carlos Jobet, anunció que durante las próximas semanas ingresará al Congreso un proyecto de Ley que duplique la obligación de cuotas de ERNC en el Sistema Eléctrico Nacional, pasando del 20% a 40% a finales de esta década.

De acuerdo con la autoridad, «esta es la década en la que consolidaremos a Chile como país de energías limpias. Así, estaremos limpiando nuestras ciudades y ayudaremos a frenar el cambio climático y a mejorar la calidad de vida de las personas».

Jobet reiteró que la idea es alcanzar un 100% de energías limpias a 2050. «Hace un tiempo anunciamos que al 2025 habremos cerrado el 50% de las centrales a carbón y hoy estamos anunciando la consolidación de las energías cero emisión en nuestra matriz. Con esto, dejamos atrás la era del carbón y entramos de lleno a la era de las energías limpias y así avanzar hacia la carbono neutralidad al 2050».

Uno de los ejes principales para alcanzar la meta será concretar la gran cantidad de proyectos que entrarán en operación este año y que superan los 6.000 MW. Según Jobet, «este número es equivalente a todos los proyectos eólicos y solares que se han inaugurado en Chile en los últimos 13 años».

Agregó que la iniciativa legal también buscará incentivar el desarrollo del hidrógeno verde y el avance de la electromovilidad.

**¿Qué efecto tiene la Ley 21.185?
(Mecanismo de estabilización de precios PEC)**

La Ley 21.185 tiene como principal finalidad la estabilización de las tarifas que perciben los clientes sujetos a regulación de precios.

Dicha estabilización produce una disminución en la recaudación de las empresas suministradoras de energía. La diferencia entre la recaudación, tomando en cuenta los precios de los contratos correctamente indexados, y la recaudación con los precios utilizados producto de la aplicación de la Ley, es definida como saldos para las empresas suministradoras, los cuales son contabilizados semestralmente.

La Ley define que estos saldos dejarán de ser acumulados una vez se alcancen 1.350 MM USD, o cuando se llegue a julio de 2023. Una vez que se cumpla alguno de estos dos hitos, y en caso de ser necesario, el precio percibido por el consumidor final deberá ser ajustado de tal forma que deje de haber una acumulación de saldos.

Finalmente, se presenta como fecha final del mecanismo el último día de diciembre de 2027, fecha en que los saldos adeudados deben haber sido pagados en su totalidad.

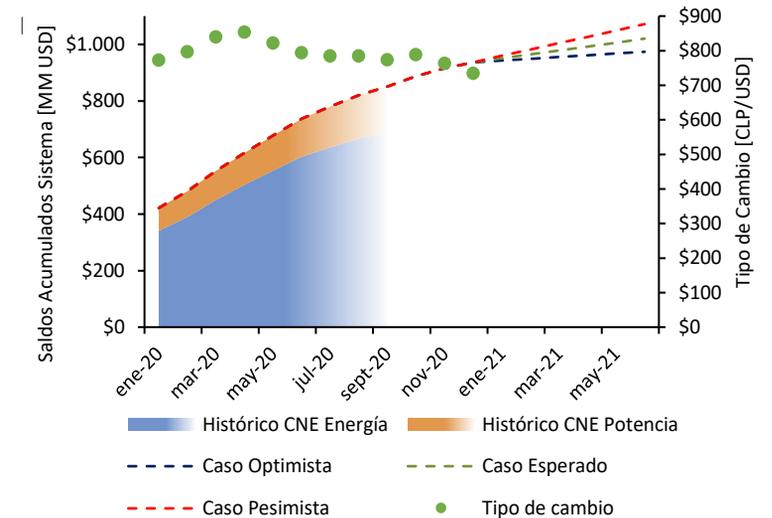
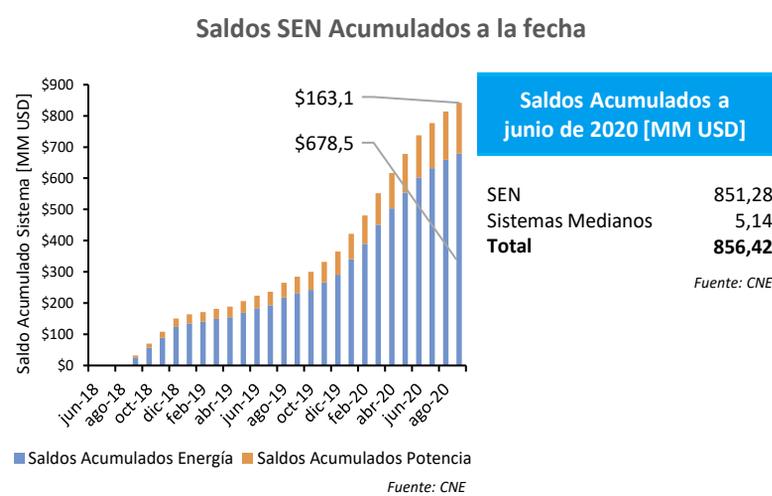
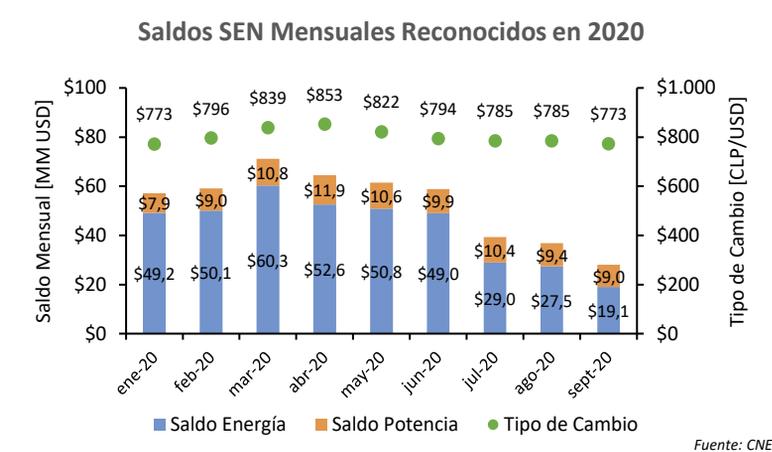
Fuente: Ley 21.185 y Resolución Exenta 72 de 2020

Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados

El dólar tarifario de la fijación del segundo semestre de 2020 fue de 779,31 CLP/USD, mientras que el dólar promedio del mismo semestre, según el Banco Central, fue de 780,9 CLP/USD. Además, se definió un factor de ajuste de energía de 87,9% y un factor de ajuste de potencia de 80,4%. Producto de lo anterior, dentro de este período se acumularon para el SEN 104,37 MM USD por diferencias de facturación, 16,77 MM USD por diferencias por compra y 2,6 MM USD para los sistemas medianos. Además, se adicionaron correcciones a los saldos contabilizados, llegando a un total de 116,36 MM USD para este período.

El mecanismo ha acumulado 856,42 MM USD hasta septiembre de 2020, correspondiente a un 63,4% de la totalidad del fondo.

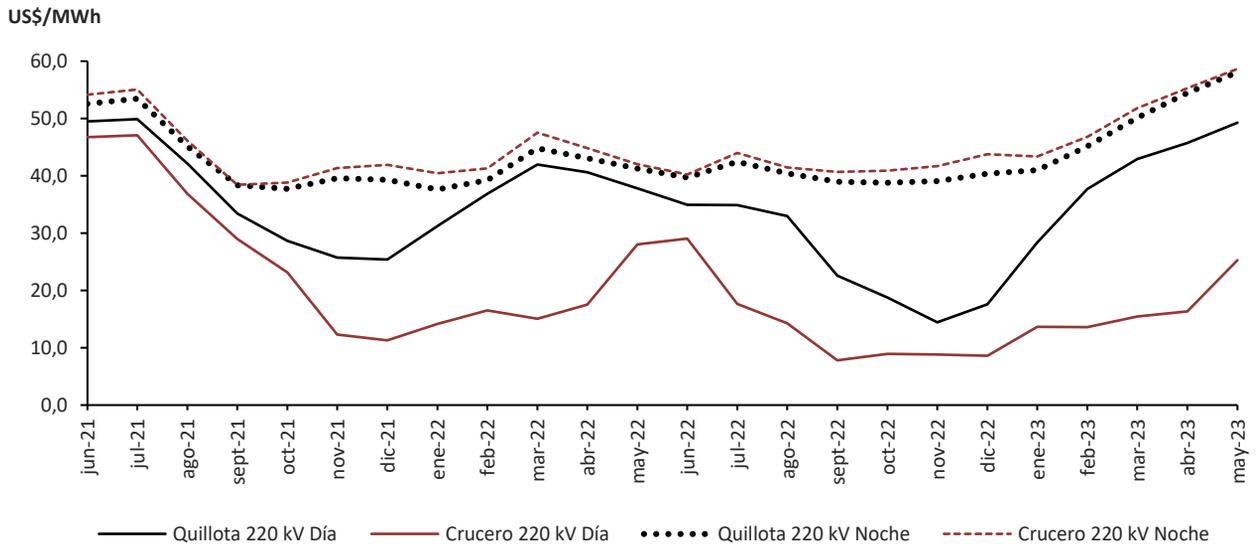
**ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO
A CLIENTES REGULADOS (PEC)**



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

Desde julio de 2021 en adelante, se aprecia una tendencia a la baja en los costos marginales proyectados para el año, 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 horas de día en la barra Crucero 220 kV es 19,9 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 34,3 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 45,0 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 43,4 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