



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 11 | Nº4 | ABRIL 2021

VALGESTA.COM

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

in



Amigas y amigos:

Hace 21 años, en el mes de febrero de 2000, nació una nueva consultora para el sector energético de Chile, Valgesta Energía. Los pilares de su desarrollo han sido la independencia, la innovación y la calidad, adelantándose a los tiempos para impulsar cambios en el mercado energético desde la consultoría.

Hemos aprendido mucho durante estas décadas, especialmente de nuestros clientes y de todos nuestros colaboradores, a quienes les reconocemos ser la base del éxito que hemos tenido. Por ello queremos aprovechar esta oportunidad de cambio, para dar las gracias a todos ellos por haber confiado en nosotros.

Nunca nos hemos quedado dormidos. Creemos que las crisis son oportunidades y los problemas son más bien desafíos. Nos encontramos ante cambios muy significativos en las relaciones humanas, el desarrollo energético, la forma de trabajar y las bases sobre las que se construye nuestra convivencia social.

Por ello creemos que estamos comenzando una NUEVA VIDA. Las relaciones humanas, afectivas y laborales, se han transformado con la pandemia. Hemos aprendido a comunicarnos a distancia, trabajar de manera flexible, aplanar el mundo porque las distancias y las fronteras desaparecieron. Para nosotros eso es NUEVA ENERGIA: una nueva manera de trabajar en equipo, de dialogar y trabajar con nuestros clientes, de formar redes colaborativas de trabajo.

También lo es el proceso de transformación energética que estamos viviendo intensamente. Probablemente este siglo será marcado en la historia no solo por la revolución de las comunicaciones e internet, sino que porque reemplazaremos los hidrocarburos que han alimentado el desarrollo de la época contemporánea, por energías limpias y una nueva era del hidrógeno. Por ello la NUEVA ENERGIA es la transformación no sólo de nuestras fuentes de energía, sino que también de nuestros mercados, sus marcos regulatorios y el desarrollo de nuevos productos y servicios.

A su vez, como país iniciaremos una nueva etapa, con una NUEVA CONSTITUCION, un nuevo pacto social, económico, ambiental, cultural, que nos marcará nuestra historia de futuro por las próximas décadas.

Por todo ello, VALGESTA ENERGIA hoy pasa a ser VALGESTA NUEVA ENERGIA, como símbolo de nuestra vocación permanente de estar al día y pensando en el futuro, como símbolo de que como sociedad y humanidad tenemos una NUEVA oportunidad para hacer mejor las cosas.

Prorrogar la actual ley Nº21.249 que prohíbe el corte de suministros básicos no es suficiente

La semana pasada ingresaron al Congreso dos mociones parlamentarias, presentadas por parlamentarios de la DC y el PS, que buscan prorrogar la actual ley que prohíbe los cortes de servicios básicos por mora en el pago de las cuentas. Si bien esta iniciativa parece tener sentido dado los impactos que ha tenido la crisis sanitaria sobre la economía de las familias, resulta, al menos razonable, preguntarse si es ésta la solución real al problema.

Originalmente la ley 21.249 estableció que durante los nueve meses siguientes a la publicación de la ley, las empresas de servicios básicos no podían cortar el suministro por mora en el pago de las cuentas de las personas que pertenecieran al 60% más vulnerable de la población, de acuerdo al Registro Social de hogares, sean adultos mayores, o sean trabajadores acogido a la Ley de Protección del Empleo, incluyendo también a quienes estén recibiendo el seguro de cesantía, y a aquellos trabajadores independientes o informales, que hayan visto una disminución significativa de sus ingresos.

Al analizar cómo ha evolucionado la aplicación de la ley, una nota de prensa del 4 de abril de 2021 del diario El Mercurio señala “a un año de aplicación de la Ley de Servicios Básicos, más de 1,3 millones de clientes deben la luz o el agua y el monto de estos impagos supera los US\$ 450 millones”

A su vez, en entrevista del 10 de abril en diario El Mercurio, el Gerente General de Enel Distribución indicó que esta compañía registraba seiscientos mil clientes con deudas vencidas, por un monto cercano a los USD 135 millones, de los cuales un 26% correspondían a clientes de altos consumos. Esto da cuenta que el número de clientes morosos es bastante alto, cualquiera sea su situación.

Según nuestras estimaciones, sólo para el sector eléctrico la deuda acumulada a la fecha sería del orden de los USD 150 millones, considerando solo aquellos clientes que se han acogido al beneficio o están en proceso de hacerlo. Este monto podría aumentar a USD 220 millones producto de la prórroga de la ley por seis meses (hasta noviembre de 2021). Esto traería como consecuencia, finalmente, sobrecostos en las cuentas futuras que estimamos del orden de entre un 30% y 50% dependiendo del caso, asumiendo que la deuda acumulada en al menos 15 meses de un cliente (agosto 2020-noviembre 2021) deberá prorratearse en 36 meses para su pago.

A la luz de lo informado por las compañías distribuidoras, existe una gran cantidad de clientes que aún no concurre a firmar los convenios de pago y muchos de ellos simplemente no acudirá, lo que facultará a estas empresas a cortar el suministro tal como lo establece la ley (lo que no es solución finalmente), o bien, aún cuando un cliente concurre en la firma del convenio de pago, en el tiempo no pueda dar cumplimiento al mismo teniendo como consecuencia el mismo resultado que en el caso anterior, el corte del suministro.

Es decir, la ley 21.249 simplemente está retrasando el corte de suministros básicos, no haciéndose cargo del problema real que enfrentan las familias producto de la crisis. Es este el verdadero problema que hay detrás de esta ley, ya que no presenta una solución adecuada para una parte importante de las familias que se encuentran en esta situación.

Por ello es necesario, más allá de sólo extender la vigencia de la ley, encontrar una solución que se haga cargo de manera efectiva y eficiente del problema. Esta solución debe tener como punto de partida una participación del Estado, ya sea como aportante de los recursos, o bien, como garante de los fondos que se requieren para financiar el pago las deudas mediante algún mecanismo financiero que sea abordable por las familias, ya que un principio básico de las decisiones de políticas públicas (en este caso “suspender” el pago de las cuentas para quienes no pueden), es que deben contar con el financiamiento necesario mediante recursos del Estado. Mantener el financiamiento de esta política de Estado bajo el costo de las empresas distribuidoras, quienes no olvidemos cobran a los clientes finales una tarifa íntegramente regulada por el Gobierno, se transforma en una decisión expropiatoria que a futuro podría tener profundas consecuencias en la calidad del servicio que entregan estas compañías.

Estimamos que una solución razonable de esta materia sería extender a 60 o 72 meses el pago de la deuda, de manera que el sobrecosto en la cuenta sea lo más bajo posible, incluso definiendo un umbral que no supere un cierto porcentaje de la misma. Adicionalmente, contar con un instrumento financiero que le permita a las empresas recaudar los ingresos para pagar a transmisores y generadores el costo del consumo no pagado por los clientes finales, junto con el valor del servicio de distribución, el cual debiese estar garantizado por el Estado, de tal manera que al cumplirse el plazo máximo de pago de la deuda, aquellas que no hayan sido pagadas, sean asumidas por el Estado, en el entendido que estas familias no pudieron cumplir con el pago del servicio dada la situación de excepcionalidad en la que estamos.

Biministro Jobet: “Nos hemos propuesto a 2030 producir el hidrógeno verde más barato del planeta”

“Nuestras estimaciones nos muestran que con menos del 1% del agua que hoy día usa la minería en sus procesos, podría producirse todo el hidrógeno que necesita para reemplazar el 100% del diésel que ocupa en sus camiones y equipos”, resaltó el secretario de Estado.

Junto con aseverar que la estimación de distintos bancos es que al año 2050, éste puede ser un mercado de US\$2,5 trillones, haciendo hincapié en que “el costo de producción depende principalmente del costo de la electricidad, y por eso Chile tiene un potencial tan grande”.

En el marco de su presentación, la autoridad mencionó que un estudio de la consultora McKinsey & Company muestra que Chile sería a 2030 el único país con un costo de producción de hidrógeno menor a US\$1,5/kg.

“Esperamos que a 2030 Chile esté produciendo hidrógeno a US\$1,3/kg en Magallanes, a US\$1,4 en el norte, y a alrededor de US\$1,8 en la zona central”, detalló.

Además, aseguró que “el costo de producción en Chile es tan bajo que más que compensa la desventaja relativa que tenemos por distancia (respecto a los mercados compradores). La ventaja que sacamos en costos de producción nos permite más que compensar la desventaja que tenemos porque estamos más lejos de los mercados de Asia o Europa”.

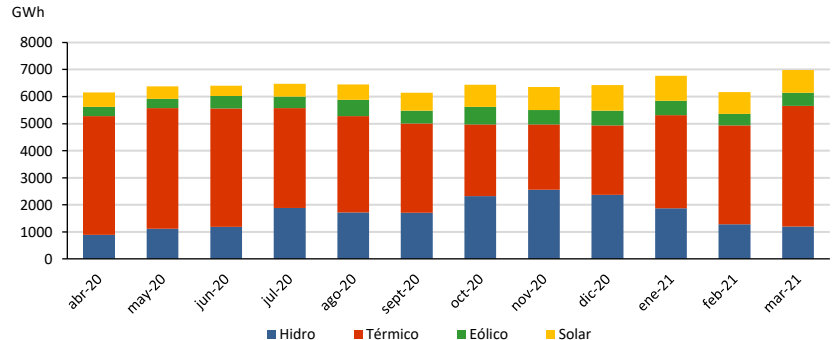
“Nuestra geografía nos ayuda porque podemos exportar a través del Océano Pacífico, desde el norte, a los mercados de Asia y la costa oeste de Estados Unidos; y por la Patagonia a los mercados de Europa y la costa este”, indicó.

En su intervención en la actividad organizada por Aprimin, la autoridad señaló que “nos hemos propuesto a 2030 producir el hidrógeno verde más barato del planeta y ser uno de los tres mayores exportadores de hidrógeno verde y sus derivados al año 2040”.

Fuente: Revista Electricidad (26/03/2021)

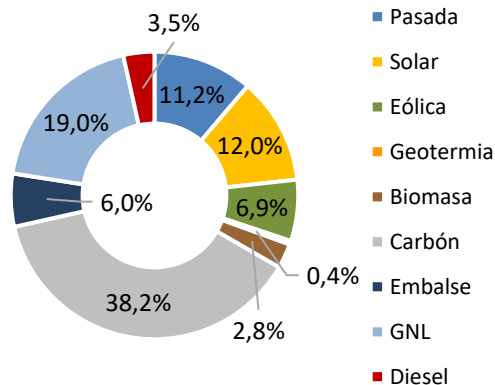
ESTADÍSTICAS MARZO 2020

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO MARZO 2021

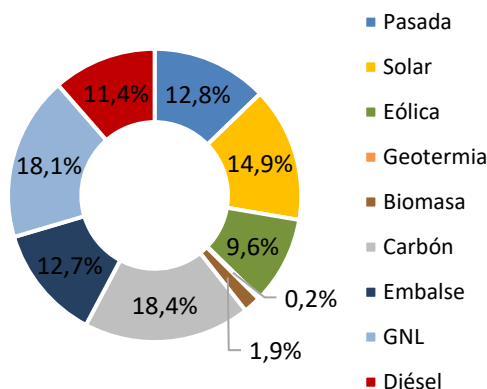


Despacho de generación (GWh)

Térmica	4.457
Hidráulica	1.199
Eólica	482
Solar	837
Generación Total	6.975

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN FEBRERO 2021

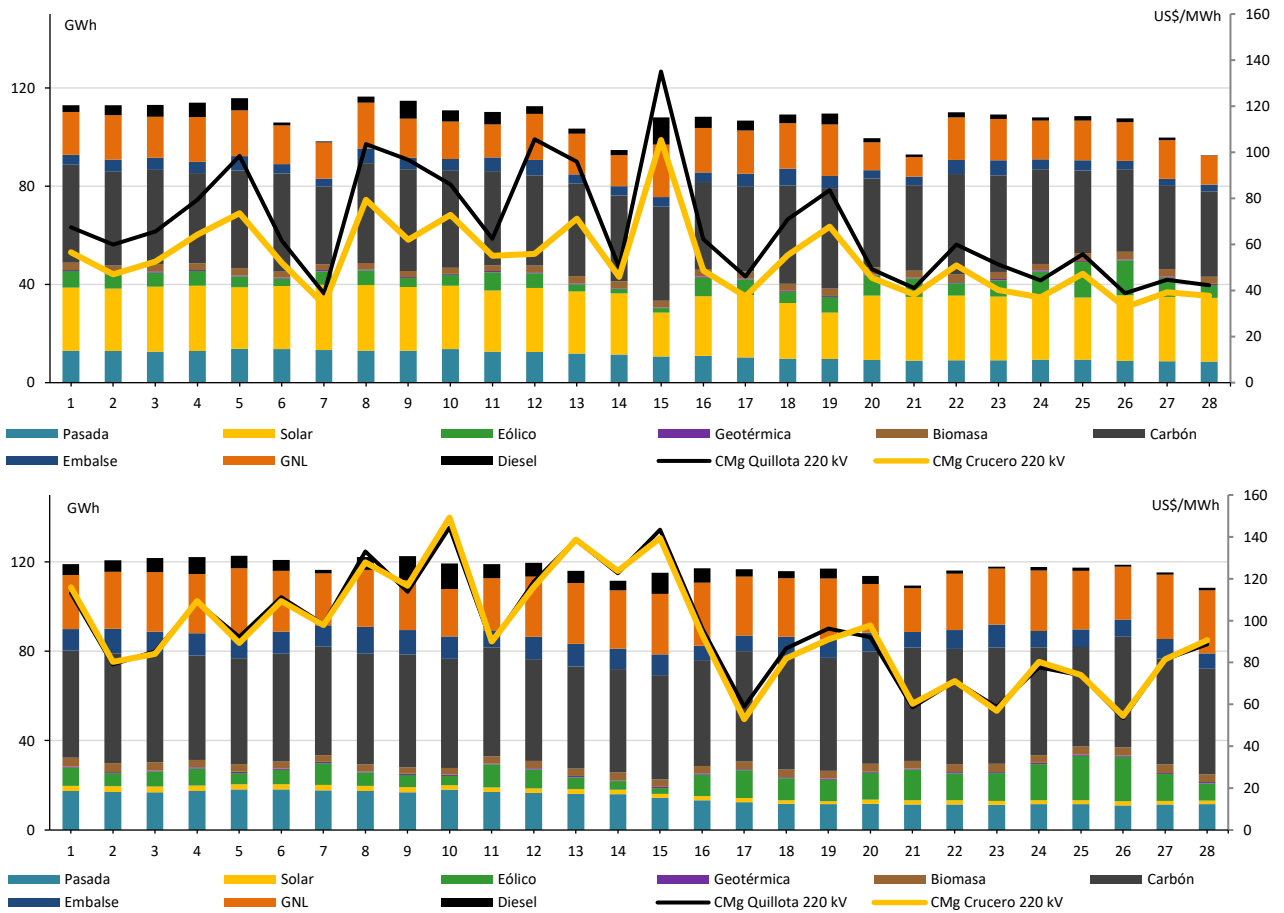


Capacidad instalada SEN (MW)

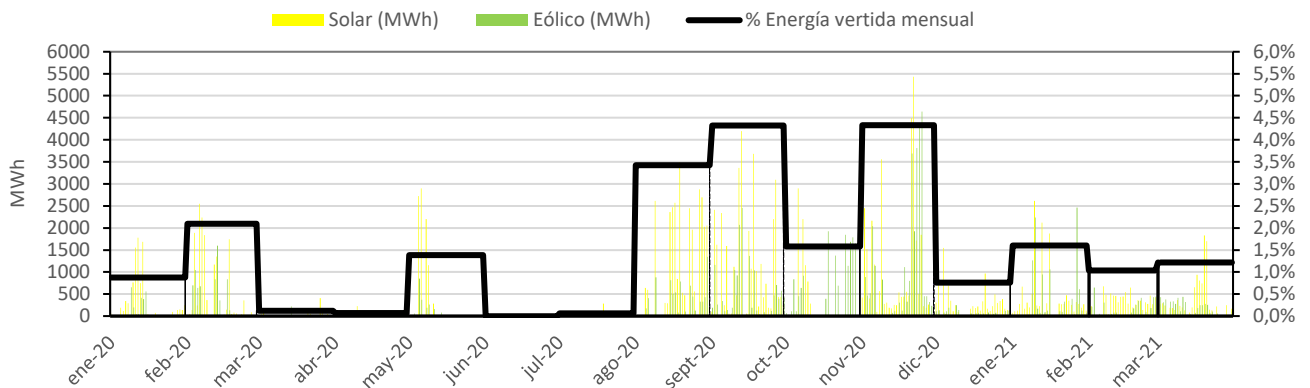
Hidro	6.823
Térmico	13.368
Eólica	2.577
Solar	3.989
Geotermia	45
Total	26.802

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



Vertimientos de generación ERNC enero 2020 – marzo 2021



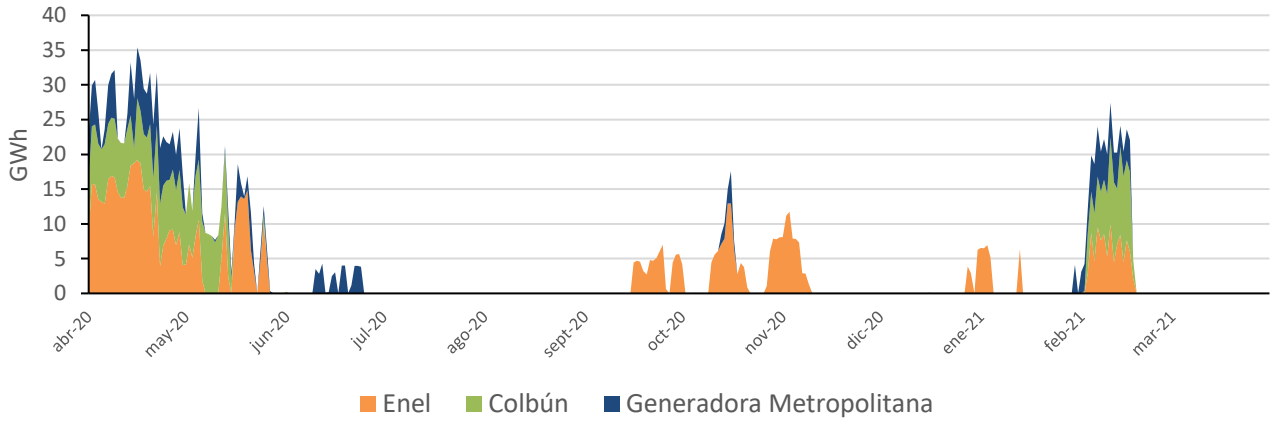
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

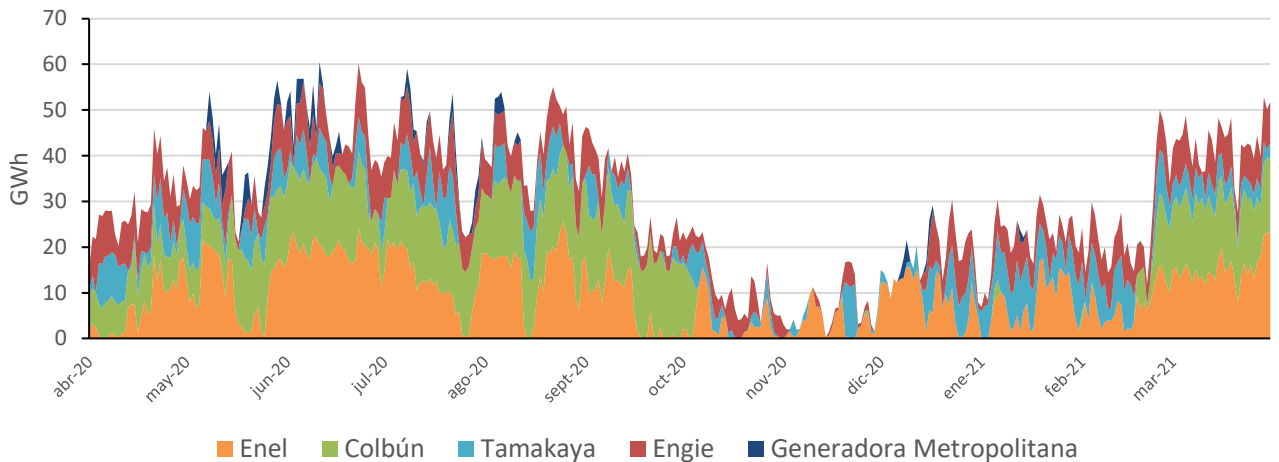
Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En marzo 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 marzo de 2021, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.329 GWh, lo que representó el 19% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 36,1% se atribuye a Enel, un 35,7% se atribuye a Colbún, un 9,9% se atribuye a Tamakaya, un 18,0% a Engie, y el 0,3% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	42,8
Precio Nudo Crucero 220 kV	42,2
PMM SEN	73,6

Fuente: CNE

Costos marginales promedio marzo (\$/kWh)

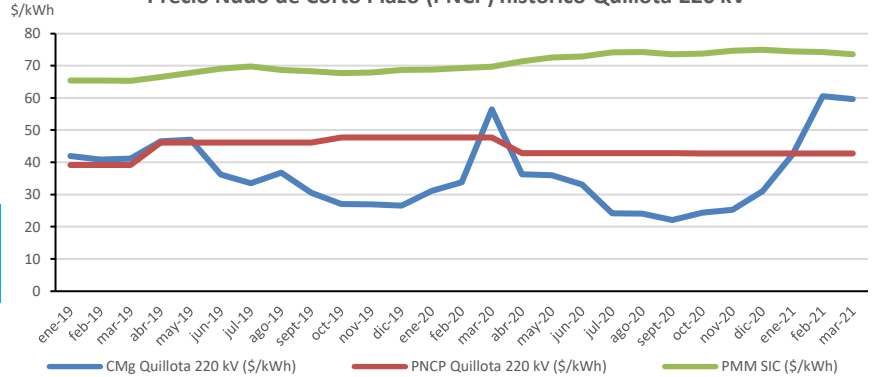
Crucero 220 kV	55,0
Cardones 220 kV	57,6
Pan de Azúcar 220 kV	59,0
Quillota 220 kV	59,9
Charrúa 220 kV	63,4
Puerto Montt 220 kV	120,2

Fuente: Coordinador Eléctrico

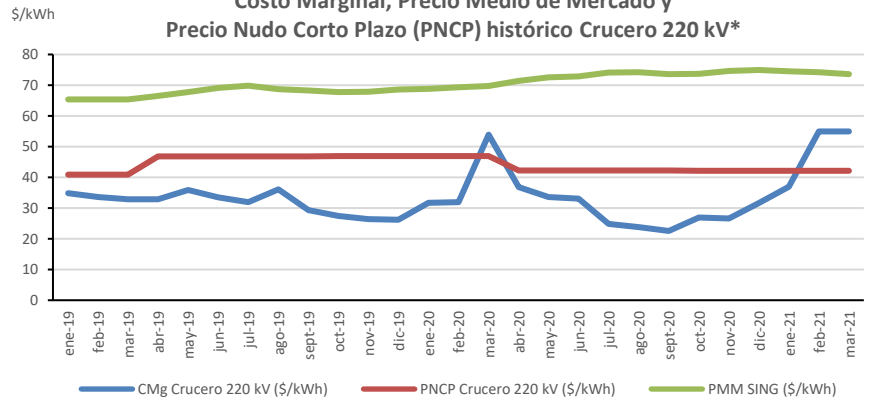
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

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*



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

NOTICIAS SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Empresas eléctricas encienden alertas ante creciente morosidad de sus clientes

Ad portas de que la actual Ley de Servicios Básicos expire, la alerta comenzó a rondar entre las empresas de distribución eléctrica. Esto porque, pese a que la normativa ya fue extendida en agosto, la situación sanitaria del país ha empeorado y buena parte de los clientes acumula importantes pasivos.

Si bien ya existe al menos un proyecto que busca prorrogar la normativa en no menos de 540 días (desde su entrada en vigencia en agosto de 2020), tanto parlamentarios como las empresas coinciden en que la extensión por sí sola no es la solución adecuada, y ya se comienza a hablar de posibles subsidios de parte del Estado, tal como ha ocurrido en países como Perú. Los objetivos de las empresas apuntan a que aquellos clientes que sí están en condiciones de saldar sus cuentas lo hagan, pero también existe preocupación por los posibles efectos financieros que podrían afectar a las compañías y que se suman al impacto económico que ha significado la pandemia.

Fuente: Revista Electricidad (12/04/2021)

Transmisión: Plan de expansión 2020 definió 46 obras por un total de US\$511 millones

Un total de 46 obras con una inversión total estimada en US\$511 millones contempla el Plan de Expansión de la Transmisión 2020, las cuales proyectan iniciar su construcción en el segundo semestre de 2023, según indica el Informe Técnico Final publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), donde se contiene el listado de iniciativas nacionales y zonales, dentro de las cuales se encuentran las que corresponden a ampliaciones y obras nuevas.

«En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se presenta un total de 14 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 320 millones, de las cuales 12 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 118 millones aproximadamente, y 2 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 202 millones aproximadamente», señala el documento.

Fuente: Revista Electricidad (09/04/2021)

Balance ERNC febrero 2021

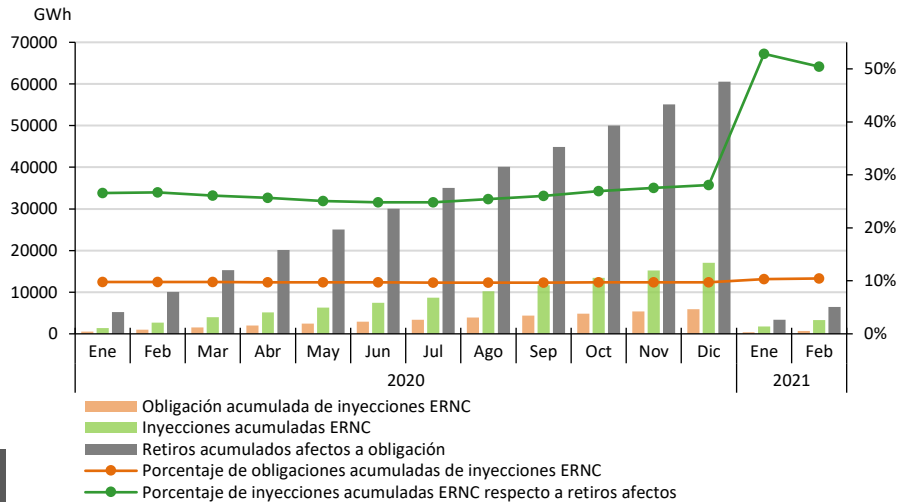
Total retiros afectos a obligación (GWh)	3.116
Obligación ERNC (GWh)	327,4
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	10,5%
Inyección ERNC (GWh)	1.488
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	47,8%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en febrero de 2021 las inyecciones ERNC superaron en **37,3 puntos porcentuales** a la obligación.

BALANCE ERNC A FEBRERO 2021

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



NOTICIAS ERNC

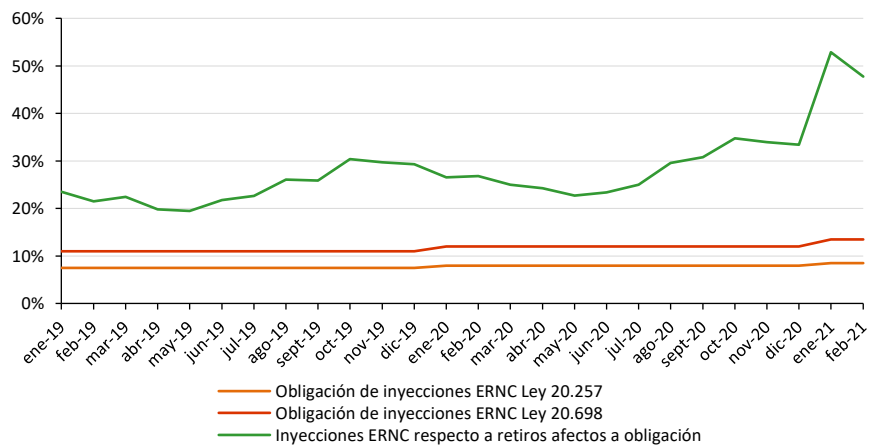
Cerro Dominador logra la sincronización de la primera planta de CSP de Latinoamérica

El proyecto fue construido por el Consorcio formado por Acciona-Abengoa. El complejo tiene un total 210 MW de capacidad, combinando una planta fotovoltaica de 100MW, y la primera planta termosolar de América Latina con 110 MW de capacidad y 17,5 horas de almacenamiento térmico. En conjunto, el campo solar del complejo alcanza las 1.000 hectáreas.

«Estamos orgullosos de este nuevo hito en el desarrollo de nuestro proyecto. Haber comenzado a entregar electricidad al Sistema Eléctrico Nacional da muestra de la realidad y los beneficios de la tecnología CSP. Sabemos que el ingreso de una tecnología nueva al país es una gran responsabilidad, por eso desde un principio hemos extremado todas las medidas para que la integración de esta nueva planta a la red eléctrica del país sea exitosa. Por ello hemos elaborado un plan que se desarrollará por etapas, comenzando con la sincronización, para luego ir aumentando en forma segura y progresiva la energía inyectada al sistema», explicó Fernando González, CEO de Cerro Dominador.

Fuente: Revista Electricidad (09/04/2021)

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 febrero 2021, corresponden a **6.450 GWh**.

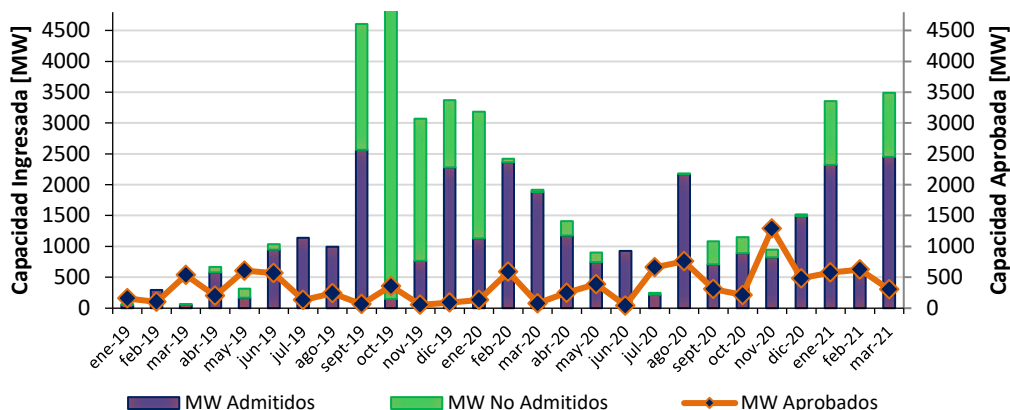
La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2021 a febrero 2021, correspondió a **672 GWh**, lo que corresponde a un **10,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2021 a febrero 2021, fueron de **3.250 GWh**, lo que corresponde a un **50,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2021 la obligación es de un 8,5%, y un 13,5% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.



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



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en marzo de 2021 ingresaron un total de 3.794 MW de potencia. Se registraron 303 MW aprobados.

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

Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en marzo 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Violeta Solar	Libertador Solar 8 SpA	9,0	Solar	19-05-2020
Parque Solar Fotovoltaico Pataguna	Pataguna SpA	9,0	Solar	23-04-2020
Parque Fotovoltaico Santa Isabel II	TS3	150,0	Solar	23-04-2020
Parque Solar Millahue	Blue Solar Cinco SpA	9,0	Solar	22-04-2020
Planta Fotovoltaica Javier Carrera	GREENERGY RENOVABLES PACIFIC LIMITADA	9,0	Solar	20-04-2020
Planta Fotovoltaica Alto Norte 9 MW	GREENERGY RENOVABLES PACIFIC LIMITADA	9,0	Solar	20-04-2020
Planta Fotovoltaica Zatrón 9 MW	GREENERGY RENOVABLES PACIFIC LIMITADA	9,0	Solar	20-04-2020
Parque Solar Peumo	Empresa Eléctrica Peumo SpA	9,0	Solar	24-03-2020
PSFV Guangualí	PS Guangualí SpA.	9,0	Solar	23-03-2020

Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en marzo 2021

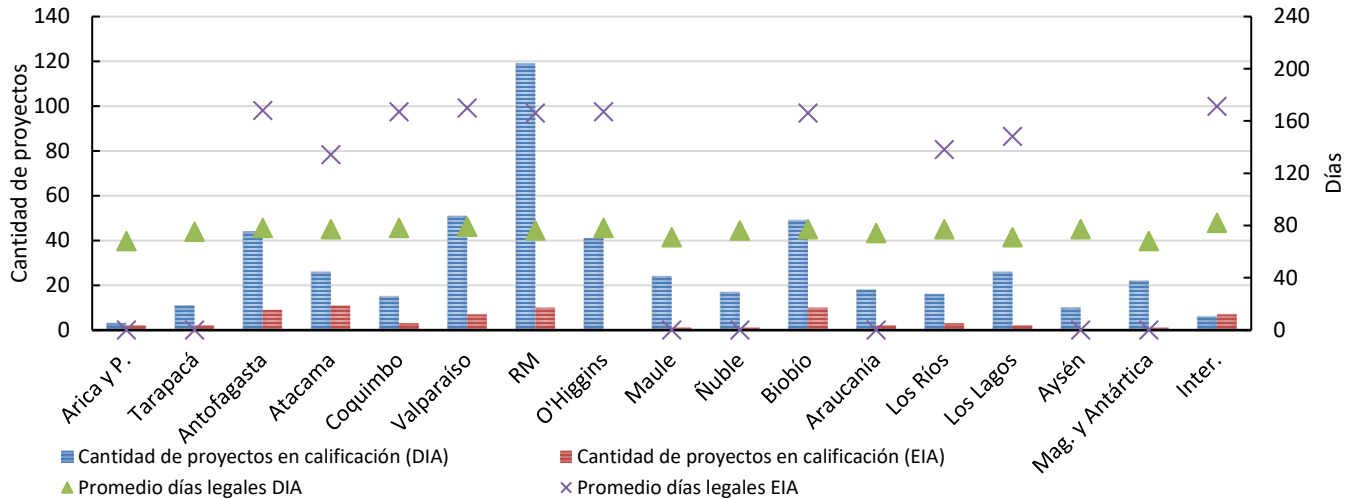
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Zapallar	OPDE CHILE SPA	9,0	Solar	23-03-2021
Parque Fotovoltaico Tara	Solek Chile Holding SpA	9,0	Solar	23-03-2021
Parque Renovable Entre Cerros	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	43,8	Eólico	23-03-2021
Parque Fotovoltaico La Quirigua	Solek Chile Services SpA	9,0	Solar	22-03-2021
Ampliación Planta Solar Pampa Unión	Pampa Unión SpA	500,0	Solar	22-03-2021
Planta Solar Aguas Claras	Grupo energy Lancuyen spa	9,0	Solar	22-03-2021
Planta Fotovoltaica Tupa 9MW	GR Fuinque SpA	9,0	Solar	22-03-2021
PROYECTO FOTOVOLTAICO LAS TABLAS	El Condor Solar SpA	9,0	Solar	22-03-2021
GHUNGNAM KCS	ANDES GREEN ENERGY S.A.	1007,0	Solar y CSP	22-03-2021
Parque Fotovoltaico La Perla del Norte	SOLAR TI TREINTA Y UNO SPA	9,0	Solar	22-03-2021
Parque Fotovoltaico Montenegro	Grupotec Chile Spa	9,0	Solar	22-03-2021
Ampliación Central Desierto de Atacama	Copiapó Solar SpA	173,0	Solar	22-03-2021
Mantos del Sol	Mantos del Sol SpA	9,0	Solar	19-03-2021
Parque Fotovoltaico Cuevitas	Cuevitas Solar SpA	9,0	Solar	19-03-2021
Parque Eólico Lomas de Taltal	ENGIE Energía Chile S.A.	353,0	Eólico	19-03-2021
Instalación de 2 Aerogeneradores LA Sur 2	Windkraft Cinco Chile SpA	11,2	Eólico	19-03-2021
Parque Fotovoltaico Chequén Solar	Chequén Solar SpA	9,0	Solar	19-03-2021
Parque fotovoltaico Alcazar Solar	Juan Solar SPA	9,0	Solar	19-03-2021

Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en marzo 2021

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica Agrovisión	MVC SOLAR 11 SPA	9,0	Solar	23-03-2021
Proyecto Fotovoltaico Quinta Tilcoco	Fotovoltaica Quinta de Tilcoco SpA	12,0	Solar	23-03-2021
SEONGNAM	ANDES GREEN COMPANY SOCIEDAD ANONIMA	1009,0	Solar y CSP	23-03-2021

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 enero de 2020 hasta febrero de 2021.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Chile es líder en inversión de tecnologías renovables en Latinoamérica

Chile es ejemplo de la apuesta por las energías renovables en Latinoamérica, según el último informe de REN21 titulado «Renewables in Cities 2021 Global Status Report».

Nuestro país, según el informe, está entre los líderes del continente en cuanto a inversión en energías renovables: Brasil aumentó un 74% hasta US\$6.500 millones; Chile subió un 302% hasta US\$4.900 millones; México subió un 17% hasta US\$4.300 millones y Argentina un 18% hasta US\$2 mil millones.

Rana Adib, directora de la Red Internacional por Energías Renovables REN21, dijo que Chile, gracias a la inversión en energías renovables, «tiene enormes oportunidades para la creación de empleos» y destacó al país por su estrategia de atracción de inversores extranjeros, la cual favorece la instalación de empresas en las ciudades que generan más impuestos.

Por otra parte, destaca que el sector de la energía solar domina en Chile debido al gran número de proyectos de centrales presentes y en desarrollo en el país. En este sentido subraya que las ciudades de Chile con mayor cantidad de este tipo de proyectos son Antofagasta, Caldera y Coyhaique.

Fuente: Revista Electricidad (19/03/21)

Gremios de energía renovable vuelven a la carga contra normas de gas inflexible

Luego de la presentación de parte de la Comisión Nacional de Energía del borrador para modificar la normativa actual sobre el gas inflexible -mediante la cual los generadores pueden declarar una parte de sus comprar en calidad de inflexible, dándoles prioridad en el despacho programado respecto del resto del parque generador-, la polémica sigue al rojo, ya que ninguna de las partes quedó conforme.

Es en ese escenario que los cuatro principales gremios renovables del país enviaron una carta para plantear sus reparos ante la CNE y el Ministerio de Energía, en la que aseguran que no existe ningún artículo en la ley que sustente la colocación de una tecnología por sobre la otra, «salvo los que resultan del despacho económico o por razones fundadas de seguridad de suministro».

Es por eso que apuntan a que independientemente de que la operación económica deba sujetarse a la norma existente, «esta normativa debe ser coherente con lo establecido en cuerpos regulatorios superiores, como lo son en este caso la Ley General de Servicios Eléctricos, y el Reglamento de la coordinación y Operación».

Fuente: Revista Electricidad (22/03/21)



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 11.294 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 658,5 MW entre instalaciones Diésel, de Biomasa y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

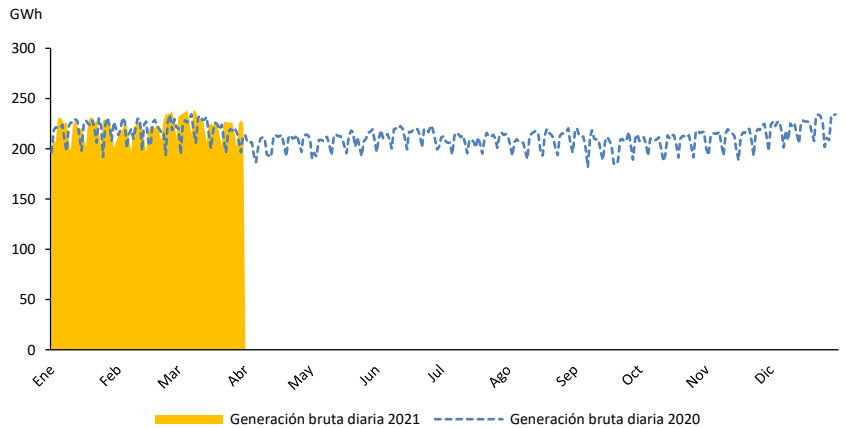
Para el año 2030, se estiman 5.246,6 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 4.157,1 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 febrero 2021



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	10.901

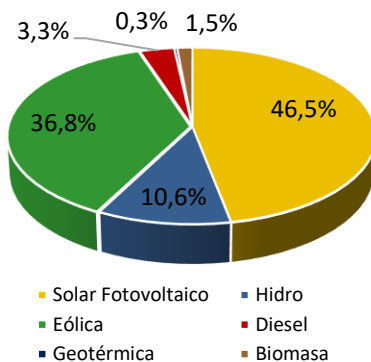
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Feb. 2021	Rec.
Eólica	2.577	4.157
Geotermia	45	33
Hidro	6.823	1.198
Solar	3.989	5.247
Termosolar	0	0
Térmico	13.368	659
Total	26.802	11.294

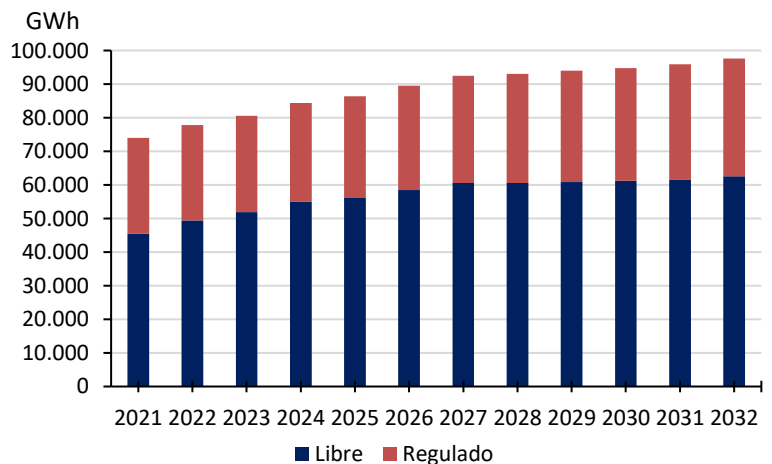
Fuente: ITD Primer Semestre 2021, CNE

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



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	May-21
Cóndores (diésel)	100	May-21
Atacama Solar II	170	May-21



Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
La Estrella (eólico)	50	May-21
Azabache (solar)	63	Jun-21
Nuevo Quillagua (solar)	100	May-21



PMGD: El poco interés de inversionistas por proyectos que no estén bajo el DS 244

Poco es el interés que tienen actualmente los inversionistas extranjeros por acogerse al nuevo régimen del Decreto Supremo 88 para el desarrollo de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), pues el cambio de un esquema de precios único (que contemplaba el anterior DS 244) a uno de bandas horarias, con seis bloques de cuatro horas cada uno, por el momento ha cambiado el interés en estas iniciativas. Según los cambios traídos por el DS 88, se plantea una disminución en el precio de la energía durante las horas del día, además de establecer que la obtención de contratos a un precio estabilizado único esté vigente hasta el próximo año.

Este tema fue abordado en la segunda jornada de Proyecto Solar Chile Latam 2021, que organiza Acesol, donde se desarrolló el panel «Financiamiento, inversión bancabilidad y mitigación de riesgos en mediana y gran escala», con la moderación de Patricia Darez, directora ejecutiva de 350Renewables; Andrés Cruzat, manager partner de Rockville; Fabián Videla, encargado de Financiamiento en el sector de energía del Banco Security, y Emilio Andrade, director del Equipo de Infraestructura de Ardian.

Ante la pregunta de cómo este cambio regulatorio ha afectado al sector, Cruzat afirmó: «Vemos que en el corto plazo no hay interés de inversionistas para proyectos que no se acojan al DS 244 y no haremos proyectos bajo el decreto 88 en el futuro inmediato», puntualizando que no se realizarán en ninguna zona del país, aunque dio la opción que en el mediano plazo podrían surgir cambios.

Eso sí, el ejecutivo planteó que el poco interés de los inversionistas por avanzar en proyectos bajo el DS 88 podría cambiar a futuro con una baja en el precio de las baterías que permitan optar a sistemas de almacenamiento en los PMGD solares.

Esto fue compartido por Patricia Darez: «Si no tenemos una regulación que nos permite remunerar el almacenamiento, ya sea mediante un pago por potencia o por transmisión, estamos con proyectos que generan solamente durante el día».

Lo mismo reconoció Fabián Videla, al señalar que para la banca «por sí solo el almacenamiento no es algo que estemos viendo hoy, porque no esté definido el modelo de remuneración de ese tipo de proyecto y hasta que no lo esté es difícil poder asumir algo».

También indicó que el cambio de bloque horario del DS 88, y su efecto para la generación solar, requiere contar con una marcha blanca, en que haya más publicaciones horarias por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE), para que los asesores bancarios puedan afinar de mejor forma el cómo se proyectan estos precios.

¿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

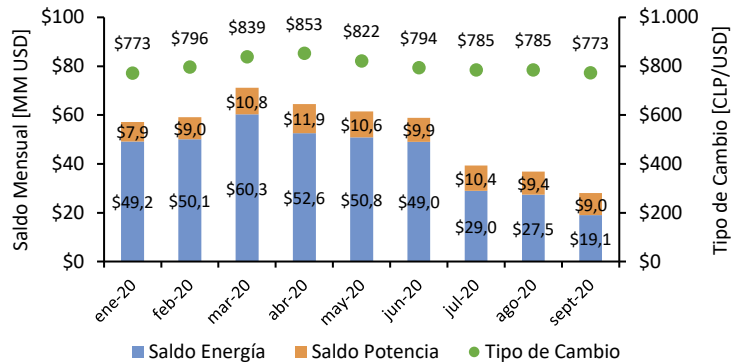
Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados

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.

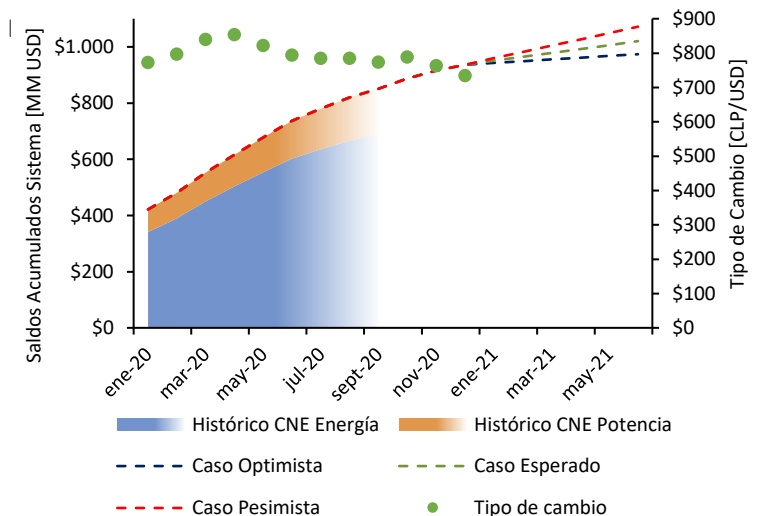
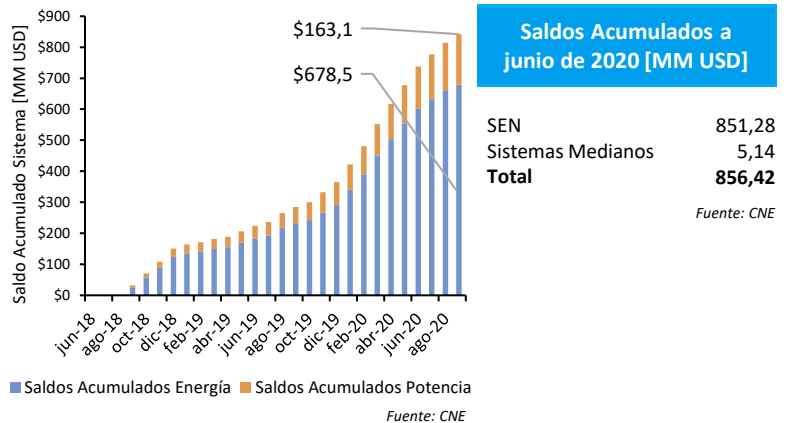
ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)

Saldos SEN Mensuales Reconocidos en 2020



Fuente: CNE

Saldos SEN Acumulados a la fecha

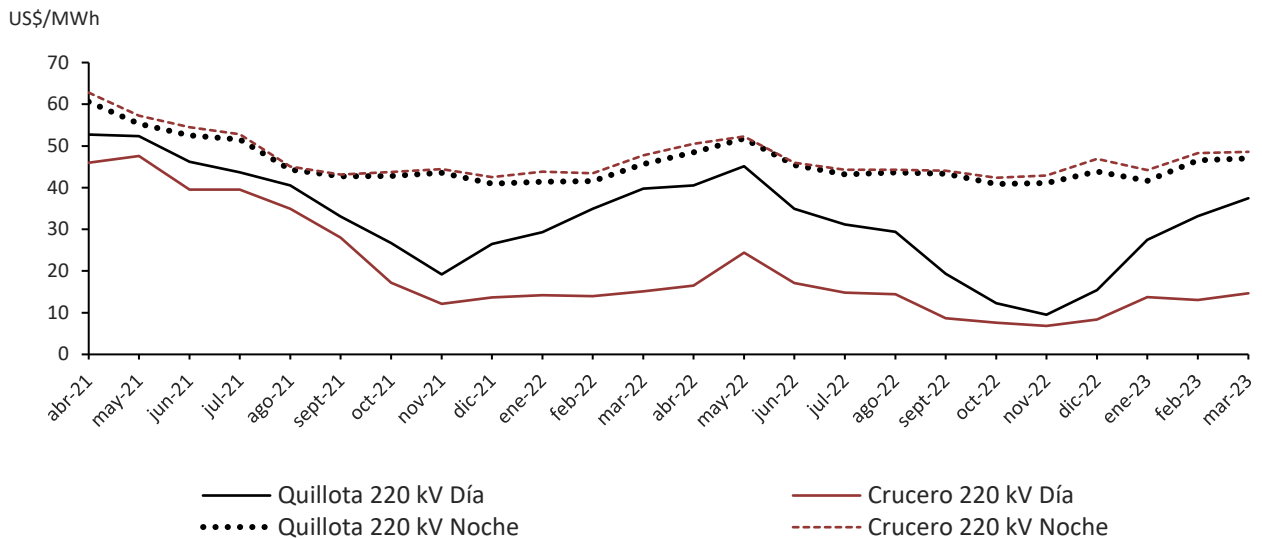


Fuente: Elaboración propia

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

Desde abril 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 Quillota 220 kV es 32,5 US\$/MWh y en la barra Crucero 220 kV es 20,1 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Quillota 220 kV es 45,8 US\$/MWh y en la barra Crucero 220 kV es 47,3 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.

Fuente: Valgesta Energía



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

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