

# BOLETÍN

## INFORMATIVO



Mantente actualizado a  
través de nuestra cuenta

[www.valgesta.com](http://www.valgesta.com)  
Alonso de Córdova 5900,  
oficina 402, Las Condes.  
[contacto@valgesta.com](mailto:contacto@valgesta.com)  
(+56) 2-2224-9704

## ESTADÍSTICAS AGOSTO 2020

**Distribución:** Proyecto de Ley sobre portabilidad eléctrica ingresó a la Cámara de Diputados

A la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados ingresó el proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica, creando la figura del comercializador como nuevo agente del mercado, siendo la primer iniciativa que ingresó el Ministerio de Energía, de los tres que componen la llamada Ley Larga de Distribución, que busca reformar a este segmento de la industria.

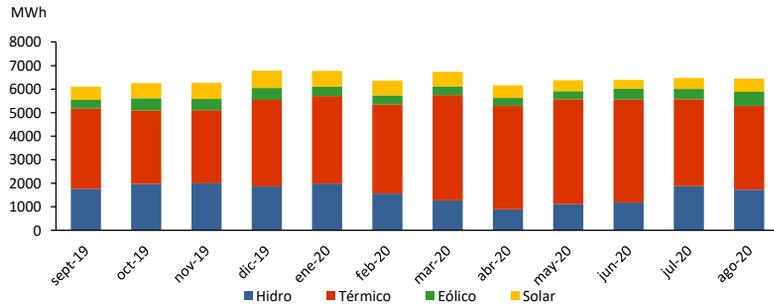
El mensaje del proyecto señala que el eje central de la reforma a la distribución “está dado por la separación entre la distribución como negocio de infraestructura de redes eléctricas, que mantiene su carácter monopólico, de la comercialización de electricidad, como actividad que puede desarrollarse en condiciones de competencia”.

Es así como, con las actuales condiciones de competencia y de nuevas tecnologías en el mercado de la distribución, se indica que el objetivo de la iniciativa legal es “establecer el derecho a la portabilidad eléctrica”, para lo cual se busca “habilitar a todos los usuarios finales a elegir a su suministrador de electricidad, a fin de que puede obtener precios más bajos, junto con ofertas diferenciadas y personalizadas, además de una mejor calidad en la atención comercial.

También se destaca la idea de flexibilizar el mecanismo de licitaciones de suministro para que se elija al suministrador, sin perder la seguridad y continuidad del servicio, además de que esto sea compatible con la apertura y reconocimiento del comercializador.

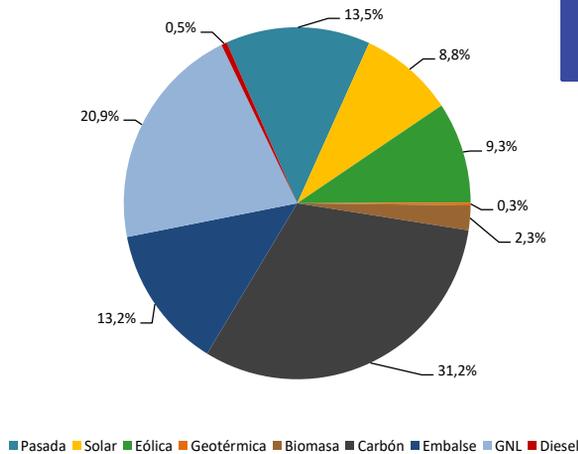
Fuente: Revista Electricidad (10/09/2020)

### Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

### Composición del despacho en agosto 2020

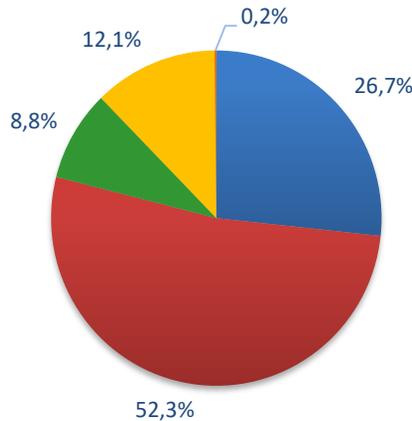


### Despacho de generación (GWh)

Térmica	3.558
Hidráulica	1.723
Eólica	600
Solar	569
<b>Generación Total</b>	<b>6.451</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

### Capacidad instalada SEN julio 2020



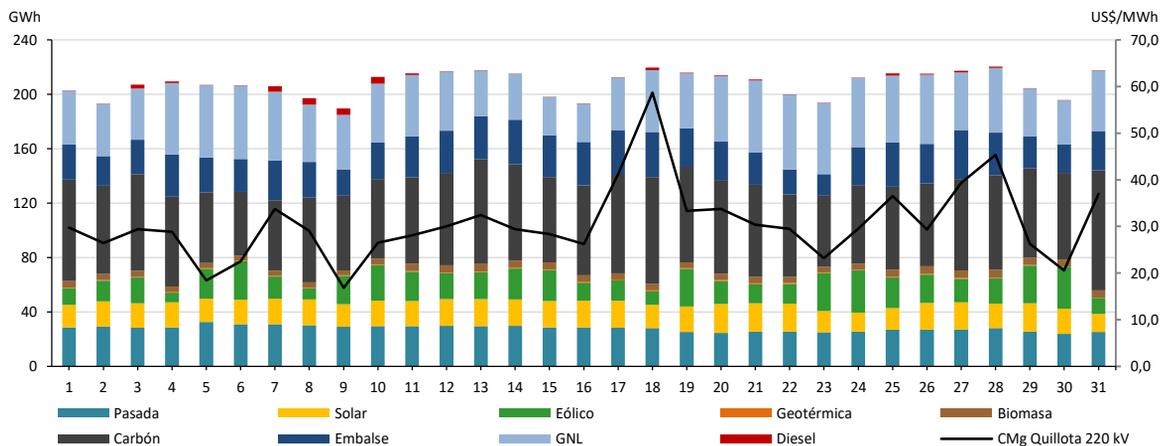
### Capacidad instalada SEN (MW)

Hidro	6,839
Térmico	13,386
Eólica	2,242
Solar	3,104
Geotermia	45
<b>Total</b>	<b>25,616</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

■ Hidro ■ Térmico ■ Eólica ■ Solar ■ Geotérmica

## Generación y costos marginales en Quillota 220 kV, agosto 2020

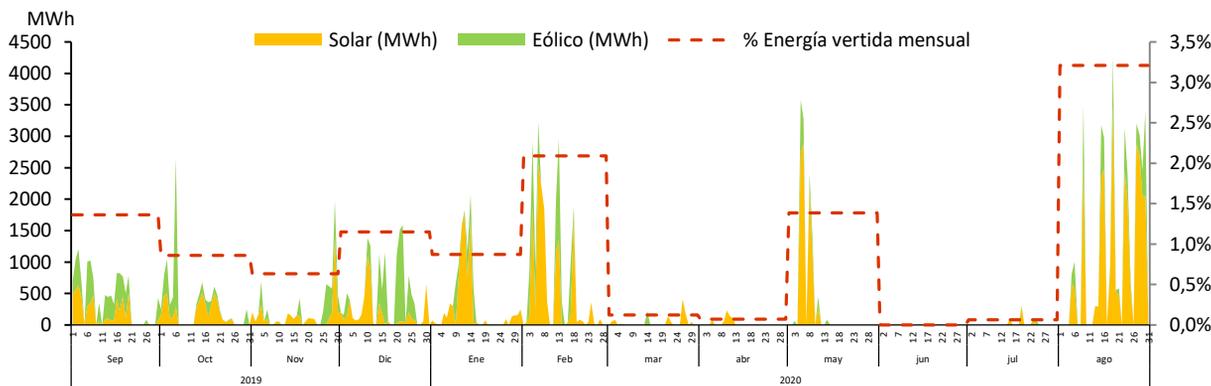


En el mes de agosto de 2020, el total de energía generada en el SEN alcanzó los 6.451 GWh, siendo un 53% generada por centrales térmicas, el 27% de la energía fue aportada por centrales hidráulicas, un 9% fue generada por centrales solares, un 9% fue generada por centrales eólicas, un 2,3% fue generada por centrales de biomasa, y un 0,3% fue aportada por geotermia.

El promedio de los costos marginales en la barra Quillota 220 kV correspondió a 30,7 US\$/MW.

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Vertimientos de generación ERNC últimos 12 meses



El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado durante los últimos 12 meses.

Dichas reducciones corresponden a limitaciones a la generación de centrales eólicas y solares, las cuales son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

Las reducciones mensuales de generación de centrales eólicas y solares desde enero 2019 a agosto 2020 que se observaron son:

<b>Enero:</b> 42,4 GWh (5%)	<b>Mayo:</b> 15,9 GWh (2%)	<b>Septiembre:</b> 12,7 GWh (1%)	<b>Enero:</b> 10,8 GWh (1%)	<b>Mayo:</b> 11,2 GWh (1%)	<b>Septiembre:</b>
<b>Febrero:</b> 32,7 GWh (4%)	<b>Junio:</b> 0 GWh (0%)	<b>Octubre:</b> 10,0 GWh (1%)	<b>Febrero:</b> 21,4 GWh (2%)	<b>Junio:</b> 0 GWh (0%)	<b>Octubre:</b>
<b>Marzo:</b> 26,9 GWh (3%)	<b>Julio:</b> 0,4 GWh (0%)	<b>Noviembre:</b> 7,3 GWh (1%)	<b>Marzo:</b> 1,2 GWh (0%)	<b>Julio:</b> 0,6 GWh (0%)	<b>Noviembre:</b>
<b>Abril:</b> 26,5 GWh (4%)	<b>Agosto:</b> 8,6 GWh (1%)	<b>Diciembre:</b> 14,3 GWh (1%)	<b>Abril:</b> 0,6 GWh (0%)	<b>Agosto:</b> 36,9 GWh (3%)*	<b>Diciembre:</b>

2019

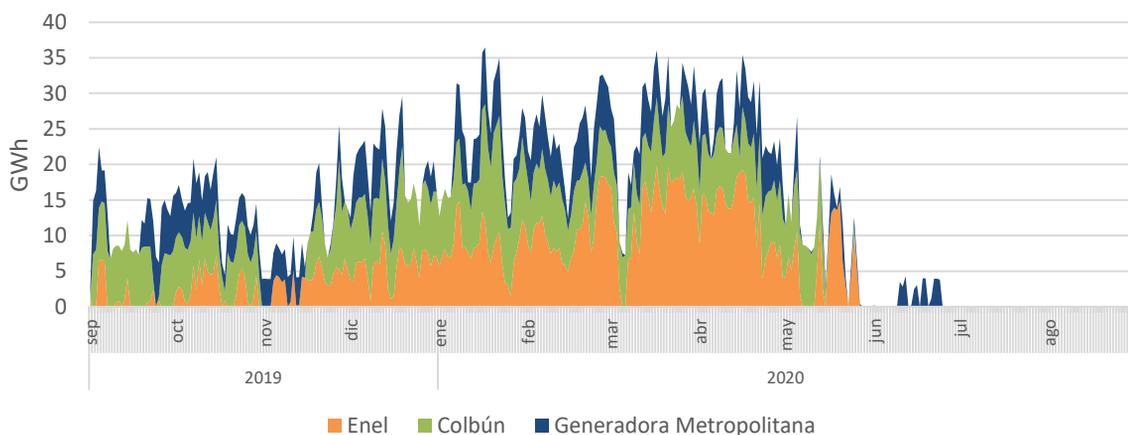
2020

Los porcentajes presentados para cada mes corresponden a la energía reducida mensual respecto a la generación efectivamente despachada por centrales solares y eólicas.

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

Fuente: Coordinador Eléctrico

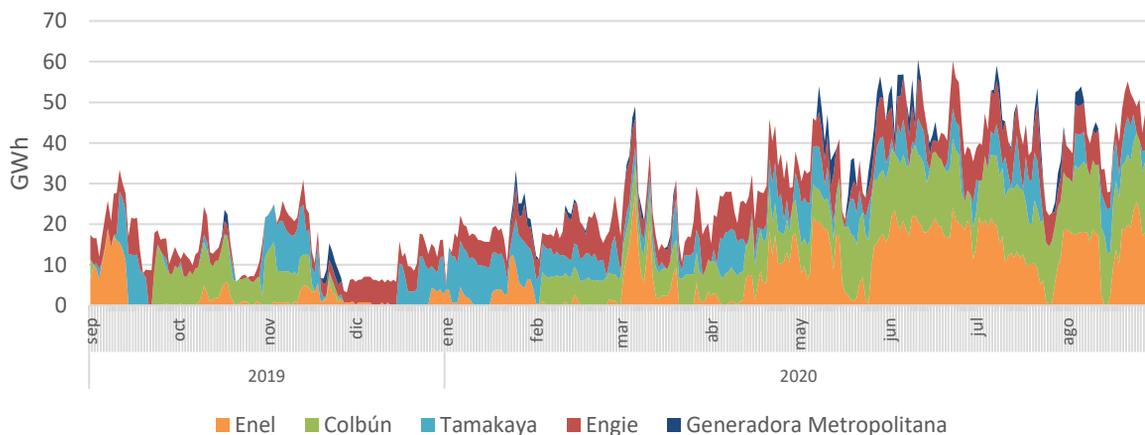
### Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En agosto de 2020, no hubo generación de centrales GNL sobre base de gas argentino.

Fuente: Coordinador Eléctrico

### Generación con Gas Natural desde terminales Quintero y Mejillones últimos 12 meses



En agosto de 2020, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1.347 GWh, lo que representó el 21,0% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 35% se atribuye a Enel, un 37% se atribuye a Colbún, un 11% se atribuye a Tamakaya, y 17% restante se atribuye a Engie.

Fuente: Coordinador Eléctrico

## ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

### Precios de Nudo y PMM agosto (US\$/MWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV	55,1
Precio Nudo Crucero 220 kV	54,3
PMM SEN	94,6

Fuente: CNE

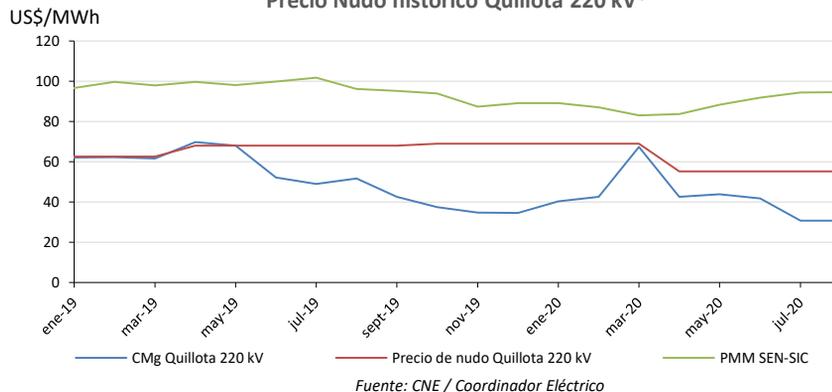
### Costos marginales promedio agosto (US\$/MWh)

Crucero 220 kV	30,3
Cardones 220 kV	29,7
Pan de Azúcar 220 kV	28,9
Quillota 220 kV	30,7
Charrúa 220 kV	30,4
Puerto Montt 220 kV	33,3

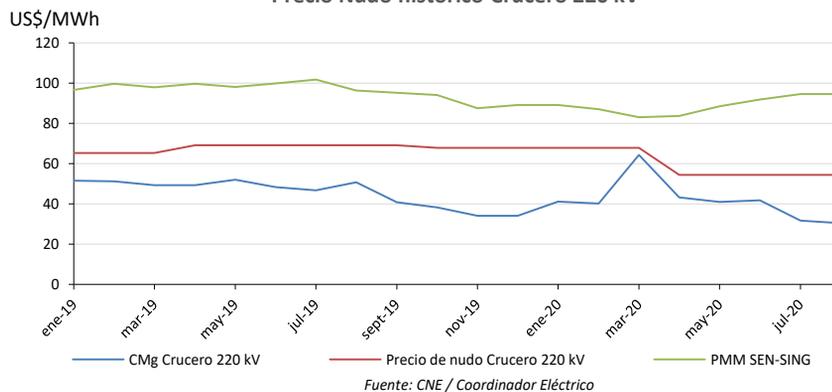
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

### Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo histórico Quillota 220 kV\*



### Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo histórico Crucero 220 kV\*



## Noticias Sistema Eléctrico Nacional

26 proyectos de generación por más de 3.400 MW esperan entrar en operaciones en 2021

Un total de 3.400 MW de capacidad instalada tienen los proyectos de generación eléctrica que esperan entrar en operaciones durante el próximo año, sumando una inversión total de US\$9.051 millones, según se desprende de los datos del boletín mensual de Generadoras de Chile.

De acuerdo con el documento, la mayor potencia considerada por estas iniciativas utilizan tecnología solar fotovoltaica, sumando 1.382 MW de potencia instalada, seguida de la tecnología eólica, que acumula con 1.184 MW.

Las centrales de solares fotovoltaicas de mayor tamaño son Campos del Sol Sur, de Enel Green Power Chile, con 382 MW y que busca operar en febrero. Además, se considera la puesta en marcha para junio de la planta fotovoltaica Sol del Desierto, de Atlas, con 230 MW. Por su parte, los parques eólicos con mayor potencia son Malleco, de WPD, con 273 MW, junto a Cerro Tigre, de Mainstream Renewable Power Chile, con 184,8 MW.

Fuente: Revista Electricidad (02/02/2020)

GIZ presentó estudio sobre reconversión de centrales a carbón en unidades de almacenamiento con energías renovables

La GIZ en Chile está proponiendo una alternativa al retiro de centrales térmicas a carbón, mediante la reconversión a centrales de almacenamiento térmico sustentable, en un sistema denominado Baterías de Carnot, en que se reemplaza la quema de carbón en las calderas por un almacenamiento con sales fundidas, las cuales son calentadas con electricidad renovable.

Cuando se requiera, la energía acumulada en las sales calientes, se utiliza para producir vapor y así generar energía eléctrica con las turbinas existentes. Esto permitirá reutilizar gran parte de la planta o central térmica actual y conservar empleos.

Para su evaluación, se configuró una central tipo de 250 MW, obteniéndose costos nivelados de electricidad por debajo de US\$90 por MWh para períodos de descarga (o de inyección de electricidad a la red), de entre 12 y 14 horas.

Fuente: Revista Electricidad (09/02/2020)

## BALANCE ERNC A JULIO 2020

### Balance ERNC julio 2020

Total retiros afectos a obligación (GWh)	<b>4789,5</b>
Obligación ERNC (GWh)	462,8
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>9,7%</b>
Inyección ERNC (GWh)	1240,7
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>25,9%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en julio de 2020 las inyecciones ERNC superaron en **16,2 puntos porcentuales** a la obligación.

### NOTICIA ERNC

Agosto marcó el mayor aporte de generación de las ERNC al sistema eléctrico: 49,1%

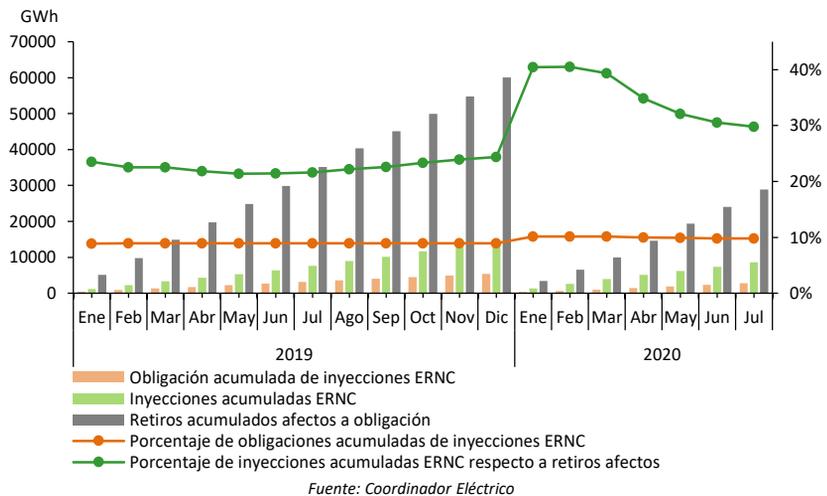
Una participación de 19,7% en la generación eléctrica acumulada en el presente año registraron las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), donde en agosto se anotó un aporte de 23,2%, el cual tuvo su peak el día 30, entre las 13:00 y 14:00 horas, cuando se tuvo un aporte de 49,1% de inyección al Sistema Eléctrico Nacional, siendo el mayor de este año.

Así lo señalan las estadísticas de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera A.G.), donde se consignó que el 23,2% de participación en la generación equivalió a 1.496 GWh, representando un incremento de 10,5% respecto a agosto de 2019.

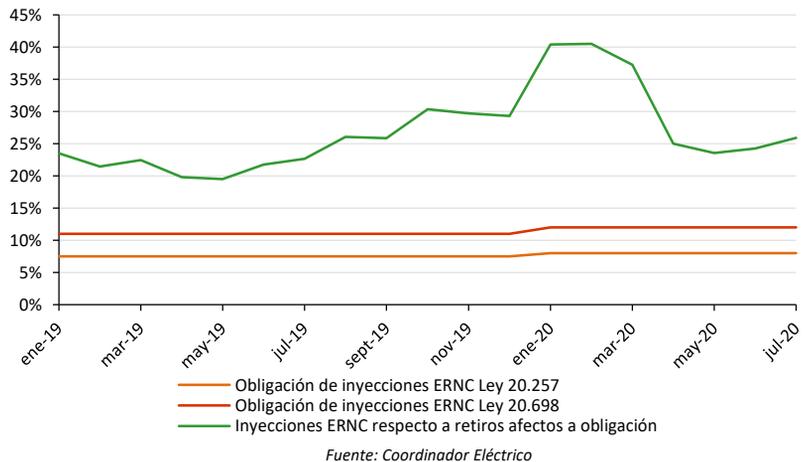
El mayor aporte provino de la generación eólica, con 599 GWh, lo que representó un aumento de 17,9% respecto al mismo periodo del año pasado, seguido de la generación solar fotovoltaica (569 GWh) y el sector mini hidro (199 GWh).

Fuente: Revista Electricidad (09/09/2020)

### Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2019 a julio 2020



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

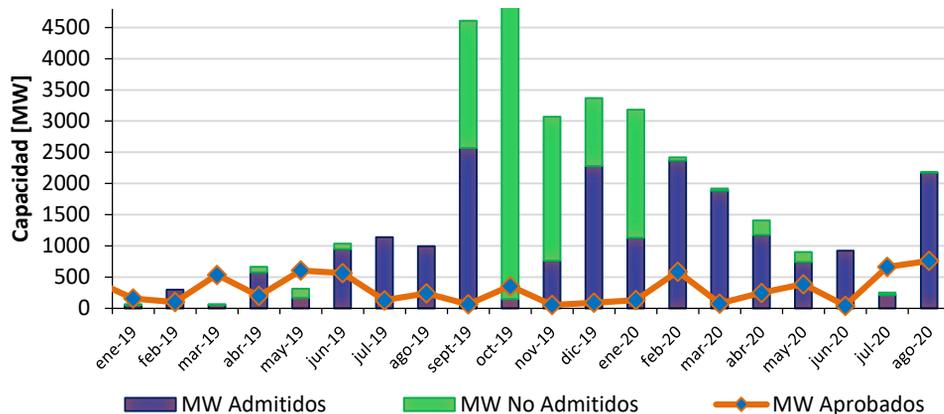


### Acreditaciones ERNC

En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2020 a julio 2020, corresponden a **28,829 (GWh)**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2020 a julio 2020, correspondió a **2,825 (GWh)**, lo que corresponde a un **9,8%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2020 a julio 2020, fueron de **8,585 (GWh)**, lo que corresponde a un **29,8%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

**PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL**
**Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta agosto 2020**

**Estado de Proyectos**

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en agosto de 2020 ingresaron un total de 2940,5 MW de potencia. Se registraron 759,8 MW aprobados.

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

**Proyectos Aprobados en el SEIA en agosto 2020**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica North West	Generadora North West SpA	9,0	Solar	20-02-2020
PMGD Santa Lucia Solar	SANTA LUCIA SOLAR SPA	9,0	Solar	23-01-2020
Planta Solar Fotovoltaica Pichidangui	Generadora Sungate SpA	9,0	Solar	23-01-2020
Parque Solar Fotovoltaico Olivo	Olivo SpA	9,0	Solar	22-01-2020
Nuevo Parque Solar Fotovoltaico La Correana	Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	8,3	Solar	21-01-2020
Proyecto Solar Antofagasta	Ibereolica Solar Antofagasta SpA.	500,0	Solar	21-01-2020
Parque Fotovoltaico La Quinta PMG	Humberto Solar SpA	8,6	Solar	20-12-2019
Parque Fotovoltaico Parral	Parral Solar SpA	8,6	Solar	20-12-2019
Parque Solar Fotovoltaico La Victoria	Magdalena Solar SpA	9,0	Solar	20-12-2019
Parque Fotovoltaico El Membrillo	Membrillo Solar SpA	6,0	Solar	20-12-2019
Parque Fotovoltaico Cauquenes	Parque Solar Viveros SpA	8,6	Solar	21-11-2019
Parque Fotovoltaico Tutuven	Parque Solar Los Peumos SpA	8,6	Solar	21-11-2019
Parque Solar Fotovoltaico Punta del Viento	Energía Renovable Verano Tres SpA	145,0	Solar	19-11-2019
Parque Fotovoltaico Las Golondrinas	PFV LAS GOLONDRINAS SPA	9,0	Solar	05-11-2019
Planta Fotovoltaica Cóndor	GR Lluque SpA	9,0	Solar	29-10-2019

**Proyectos en Calificación en el SEIA en agosto 2020**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Chillán San Alberto	Parque Solar Chillán San Alberto	9,0	Solar	24-08-2020
Parque Fotovoltaico Itihue	Parque Fotovoltaico Itihue	8,6	Solar	24-08-2020
Parque Fotovoltaico Santa Pamela	Parque Fotovoltaico Santa Pamela	6,0	Solar	24-08-2020
Planta Fotovoltaica Curamachi	Planta Fotovoltaica Curamachi	9,0	Solar	24-08-2020
GHUNGNAM KCS	GHUNGNAM KCS	1007,0	Solar y térmica	21-08-2020
Parque Solar Fotovoltaico Quemados	Parque Solar Fotovoltaico Quemados	8,0	Solar	21-08-2020
Parque Fotovoltaico Las Taguas	Parque Fotovoltaico Las Taguas	9,7	Solar	21-08-2020
Proyecto Fotovoltaico CE Pampa Bellavista	Proyecto Fotovoltaico CE Pampa Bellavista	9,0	Solar	21-08-2020
Parque Solar Mulchén Santa Bárbara 1	Parque Solar Mulchén Santa Bárbara 1	9,0	Solar	21-08-2020
Plantas Fotovoltaicas Armazones y Paranal	Plantas Fotovoltaicas Armazones y Paranal	9,0	Solar	21-08-2020
Parque Eólico Vientos del Loa	Parque Eólico Vientos del Loa	204,0	Eólico	20-08-2020
Proyecto Fotovoltaico Solferino	Proyecto Fotovoltaico Solferino	9,0	Solar	20-08-2020
Planta Solar Collipulli	Planta Solar Collipulli	9,0	Solar	20-08-2020
Parque Terra Energía Renovable	Parque Terra Energía Renovable	862,5	Solar y Eólico	18-08-2020

**Proyectos no Aprobados en el SEIA en agosto 2020**

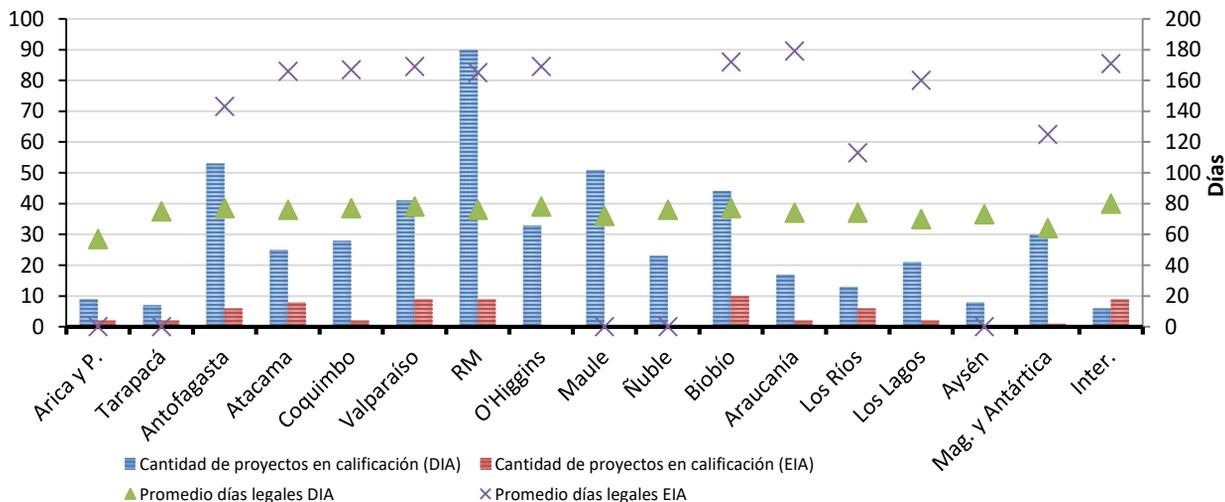
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica Doña Rodriga	MVC Solar 44 SpA	9,0	Solar	21-08-2020

Fuente: SEIA (e-SEIA)

## PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

### 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 2019 hasta julio de 2020.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

### Noticias

**Punta Sierra será el primer parque eólico de Latinoamérica en ofrecer control secundario de frecuencia**

Pacific Hydro Chile anunció que su parque eólico Punta Sierra, ubicado en Ovalle, Región de Coquimbo, obtuvo la autorización del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para participar de la regulación de frecuencia del sistema eléctrico del país, con el que se convierte en el primer proyecto de este tipo a nivel nacional y latinoamericano para prestar servicios complementarios de Control Secundario de Frecuencia.

“Esta acción contribuye a la operación segura, confiable y económica del SEN, en un contexto de mayor penetración de energía renovable variable (ERV como solares fotovoltaicos y eólicas) y variabilidad de la demanda”, informó la empresa generadora.

Renzo Valentino, CEO de Pacific Hydro Chile, destacó la medida, precisando que “típicamente lo que ocurría es que los operadores de la red dependían exclusivamente de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas para responder a desequilibrios de cortísimo plazo entre la generación y la demanda de energía eléctrica”.

Fuente: Revista Electricidad (07/09/2020)

**Los proyectos solares con almacenamiento reinan en la subasta renovable de Portugal**

Portugal ha vuelto a ser el foco de todas las miradas en el sector renovable español, después de que el diario financiero Expresso filtrara los resultados de la segunda subasta solar de 700 MW, que ha tenido lugar los días 24 y 25 de agosto.

El revuelo que ha ocasionado se debe a haber conseguido la oferta más baja del mundo hasta la fecha, 11,20 €/MWh. Gracias a esta subastas y a unos precios por los suelos, los consumidores garantizarán un ahorro de 559 millones de euros durante 15 años.

De los 700 megavatios disponibles para subasta, se adjudicaron 670, de los cuales cerca de tres cuartas partes fueron en la modalidad de almacenamiento (483 megavatios) y el resto en las modalidades de compensación del sistema (177 megavatios) y contrato de diferencias (10 megavatios). El Sistema Eléctrico Nacional tendrá una capacidad mínima de almacenamiento de casi 100 megavatios, lo que contribuye a absorber los excesos de renovables en la red y a garantizar la necesaria flexibilidad del sistema durante estos períodos.

Fuente: Revista Electricidad (04/09/2020)

## GENERACIÓN Y PROYECCIÓN

### Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre 2020

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre del 2020, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2030 de 9,012 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 1,081 MW para el año 2030.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 347 MW de instalaciones Diésel antes de 2021, y no más termoeléctricas desde ese año en adelante.

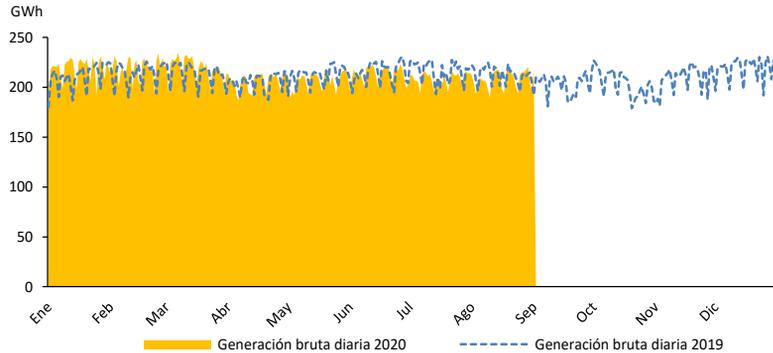
Para el año 2030, se estiman 4,443 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3,108 MW al año 2030.

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

Fuente: ITD Primer Semestre 2020, CNE

### Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2019 a agosto 2020



Fuente: Coordinador Eléctrico

### Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2017	10.360
2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900

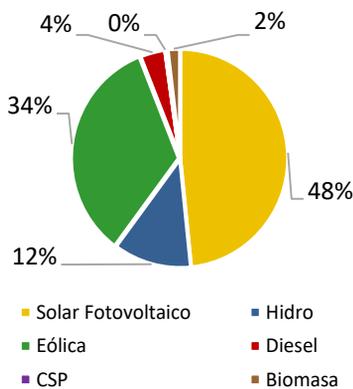
Fuente: Coordinador Eléctrico

### Capacidad julio 2020 y recomendada a instalar al año 2030 (MW)

	Jul 2020	Rec.
Eólica	2,242	3,108
Geotermia	45	33
Hidro	6,839	1,081
Solar	3,104	4,443
Termosolar	0	0
Térmico	13,386	347
<b>Total</b>	<b>25,616</b>	<b>9,012</b>

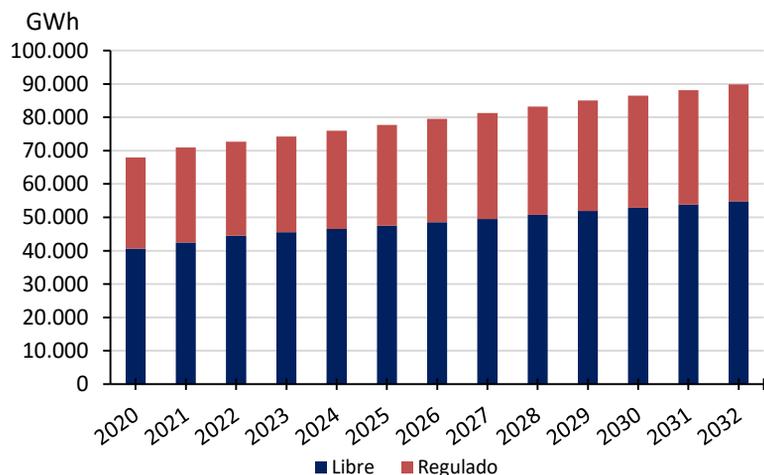
Fuente: ITD Segundo Semestre 2020, CNE

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



Fuente: ITD Segundo Semestre 2020, CNE

### Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2020, CNE

## CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad	Entrada en operación estimada
Central Eólica Cabo Leones II	204	Sep 2020
Parque Solar Nueva Quillagua	100	Sep 2020
Central Diesel Combarbalá	75	Sep 2020
Central Diesel San Javier etapa I y II	50	Sep 2020

Central	Capacidad	Entrada en operación estimada
Ampliación Central Solar Finis Terrae I	126	Sep 2020
Parque Fotovoltaico San Pedro	106	Sep 2020
Central Diésel Llanos Blancos	150	Oct 2020



### Descarbonización acelerada: proponen cerrar termoeléctricas al año 2025

La primera meta sobre descarbonización en Chile fue al año 2040, pero a partir de entonces hubo críticas por lo extendido de ésta y empresas como Enel dieron el punto de partida al anunciar un plan de cierre anticipado de sus unidades generadoras de energía en base al mineral negro, adelantándose sobre los 20 años. Pero ahora, congresistas postulan cerrar todas las unidades a carbón al año 2025 y el cese inmediato para las centrales de más de 30 años, lo que ha sido conocido como descarbonización acelerada, y ya la Comisión Nacional de Energía (CNE) proyecta una eventual alza en los costos marginales de la energía, en caso de que se produzca una descarbonización acelerada.

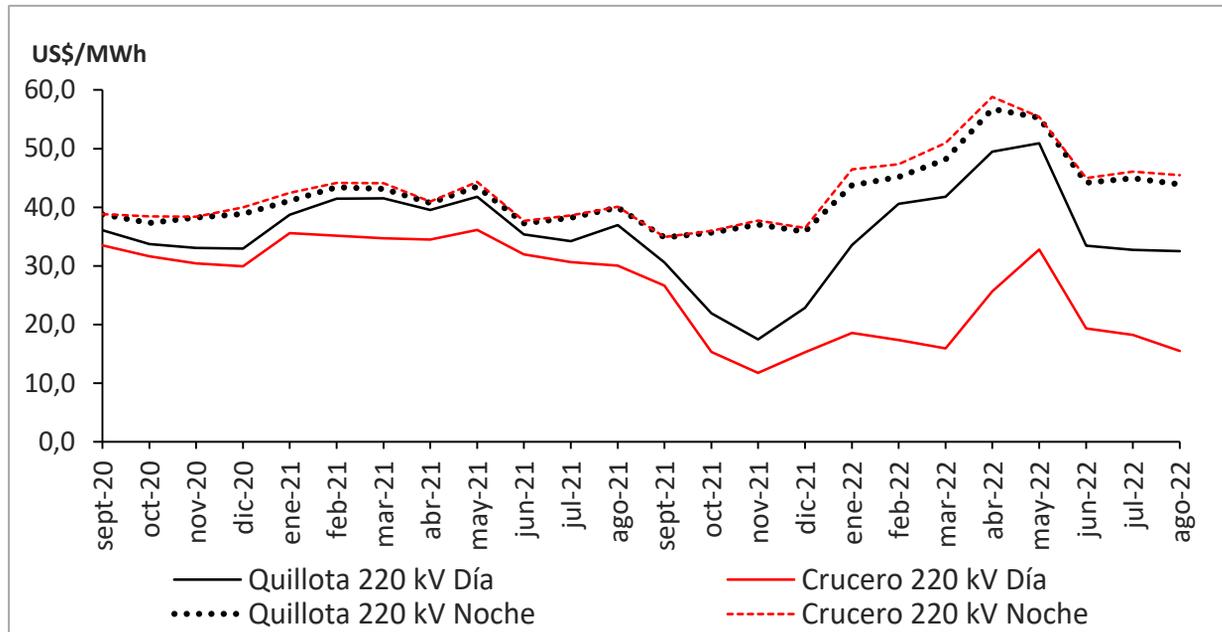
Además, una descarbonización acelerada generaría un incremento de 77% en los costos de operación del sistema, en un escenario de hidrología media, pasando de US\$ 584 millones a US\$ 1.033 millones, mientras que en un escenario de hidrología seca, pasaría de US\$ 968 millones a US\$ 1.804 millones, informó el secretario ejecutivo de la CNE, José Venegas.

Consultado el ingeniero eléctrico y experto en temas tarifarios de la Universidad de Concepción, Claudio Roa, este dijo que el aumento del costo marginal es “absolutamente irrelevante” para el consumidor final. “Es sólo un parámetro para transacciones entre generadores, pero no es el precio que uno paga. El precio, tanto para empresas como para los hogares, están fijados por contratos de suministro”, planteó Roa, explicando que hoy no operan contratos asociados a costo marginal.

No obstante, Roa dijo que la descarbonización sí puede impactar al alza el costo de la energía, debido básicamente a mayores costos de transmisión debido a que las unidades de reemplazo estarán más alejadas de los centros de consumo.

**PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN**
**Proyecciones de costos marginales Valgesta Energía**

En la siguiente gráfica, se muestra una proyección de costos marginales promedio mensual para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, en los periodos con presencia solar (bloque solar) y en ausencia de esta (bloque noche).


**ÁREAS DE TRABAJO**

- Estudio Mercado Eléctrico
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis Ambiental Estratégico

[www.valgesta.com](http://www.valgesta.com)

El costo marginal promedio mensual proyectado para los próximos 24 meses considerando horas de día alcanza a 26,1 USD/MWh en la barra Crucero 220 kV y 35,6 USD/MWh en la barra Quillota 220 kV. Esta diferencia tiene su origen en las limitaciones que se presentan en este periodo para las transferencias de energía, principalmente de fuentes renovables, desde la zona norte hacia la zona centro del país. Por otra parte, para el mismo periodo el costo marginal promedio mensual proyectado para horas de noche llega 42,9 USD/MWh en la barra Crucero 220 kV y 41,9 USD/MWh en la barra Quillota 220 kV.

Se observa en la figura una tendencia a la baja en los costos marginales proyectados para el año 2021, la que se debe principalmente al ingreso de una cantidad relevante de nuevas centrales solares FV y eólicas.

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 Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.



[www.valgesta.com](http://www.valgesta.com)

