

BOLETÍN

INFORMATIVO



Mantente actualizado a
través de nuestra cuenta

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

Desafíos regulatorios en el sector eléctrico para el año 2021

Si bien comenzamos a ver la luz al final del túnel con el inicio del proceso de vacunación masivo contra el COVID-19, el año 2021 estará marcado, entre otras cosas, por las consecuencias económicas y sociales que la pandemia ha generado en Chile y el mundo. En este sentido, el sector eléctrico tendrá como gran desafío regulatorio el definir cómo se conjugarán las soluciones coyunturales para enfrentar los efectos de la crisis con las definiciones necesarias para el largo plazo, evitando tomar decisiones fuera del marco constitucional y legal que nos rige.

Para el corto y mediano plazo, las prioridades debiesen estar asociadas a una profunda reforma en el segmento de distribución eléctrica, la descarbonización de la matriz energética, la flexibilidad del sistema y la evolución de las tarifas de suministro eléctrico. A su vez, los grandes desafíos de largo plazo se asocian a la estrategia de desarrollo del hidrógeno verde, una profundización en el tratamiento regulatorio de los sistemas de almacenamiento, la electromovilidad y el impulso a la descentralización de los recursos energéticos.

Partamos con el corto y mediano plazo. Las últimas proyecciones de Valgesta muestran que el límite de acumulación de saldos (1.350 millones USD) que provoca el mecanismo de estabilización de precios para clientes sujetos a regulación de precios podría alcanzarse el segundo semestre de 2022, lo que se traduciría en un riesgo de incremento en las tarifas. Asimismo, dada la necesidad de pagar la deuda generada, nuestras proyecciones indican que los clientes regulados no verán una reducción en sus cuentas, al contrario, podrían aumentar hasta el año 2027. Por ello y ante un escenario económico y social complejo, es esperable que exista una presión política importante por intervenir nuevamente las tarifas eléctricas, por lo que se requiere un esfuerzo técnico y político para ofrecer alternativas que enfrenten a tiempo y adecuadamente este escenario, fundamentalmente pensando en los consumidores más desfavorecidos.

Por otra parte, el Gobierno ingresó a trámite parlamentario el proyecto de ley de “Portabilidad Eléctrica”, que crea la figura del comercializador de electricidad. Hasta el momento, el proyecto ha sido fuertemente cuestionado por parte de académicos, consultores y gremios, ya que no resolvería el problema asociado al precio de la electricidad para los clientes residenciales, como tampoco apunta a mejorar la calidad de servicio en términos de interrupciones de suministro, las que en promedio alcanzan las 12 horas por año a nivel nacional.

En este sentido, si bien la portabilidad eléctrica podría ser una buena noticia para una parte de los consumidores regulados (aquellos con mayor consumo), los efectos de este proyecto podrían, al mismo tiempo, significar a futuro un menor ritmo de inversiones y un nulo efecto en reducir los precios de los clientes residenciales, en especial los de bajo consumo. En efecto, la amenaza de pérdida de valor de los contratos celebrados bajo las licitaciones de suministro regulado, pone en duda este mecanismo que, según el consenso transversal, ha permitido un desarrollo sin precedentes de inversión en proyectos de energías renovables solares y eólicos.

Creemos que se requiere una discusión más profunda sobre la necesidad de mantener un mercado de energía basado en contratos de largo plazo, lo que asegura nueva infraestructura de generación, en especial en un país que proyecta un crecimiento de la demanda en rangos entre 2% a 4% para las próximas décadas, o transitar a un modelo de comercialización de corto plazo, el que requerirá del diseño de señales de mercado que permitan asegurar nueva infraestructura. Cabe recordar, que las modificaciones para contar con licitaciones reguladas competitivas fueron realizadas y materializadas con éxito a partir del año 2015, por lo que, a nuestro juicio, resulta más prioritario y estratégico buscar una solución focalizada en aquellos clientes cuyos ingresos no les permite pagar mensualmente el total de la cuenta eléctrica.

Asimismo, en nuestra opinión es fundamental una reforma integral al segmento de distribución. Si bien la reducción en la tasa piso de rentabilidad para las distribuidoras dispuesta en la “Ley Corta” se justificaba, este ajuste, sin considerar cambios relevantes al modelo de remuneración, podría implicar una reducción de las inversiones que las empresas tienen que hacer para mejorar la calidad de servicio. Por ello, se requiere contar con un esquema moderno, que supere la visión tradicional de la “empresa modelo”, que incorpore los incentivos correctos para que las empresas distribuidoras invirtieran eficientemente en mejorar la calidad de servicio, lo que estimamos debe ser el tema más relevante para desarrollar en la reforma al segmento. De la misma manera, este proyecto debiese tratar el desarrollo de la descentralización de los recursos energéticos y que éstos puedan ser gestionables, para lo cual se requiere una completa digitalización de las redes.

En materia de descarbonización, compartimos la meta planteada por el Gobierno de carbono neutralidad al año 2050, donde el cambio del sector energético es clave. En este sentido, creemos necesario que los Ministerios de Energía y Medio Ambiente presenten una curva de abatimiento para el sector, donde se ordenen las medidas conforme su costo eficiencia, lo que permitirá a los actores públicos y privados priorizar y establecer los planes correspondientes. En este sentido, el proceso de cierre de centrales a carbón tiene que ser desarrollado responsablemente, de cara a la gente y con los antecedentes técnicos que garanticen al país contar con energía segura y eficiente, en los plazos que aseguren estos aspectos y con la urgencia que requiere terminar con la emisión de contaminantes locales y globales.

Desafíos regulatorios en el sector eléctrico para el año 2021

Por ello, creemos que el Parlamento y el Gobierno deben profundizar el estudio de dos mociones que impactan fuertemente la operación del sistema eléctrico. Por un lado, en la Cámara de Diputados, se discute una moción para que se cierren todas las centrales a carbón a diciembre de 2025. Sin entrar a la discusión constitucional de esta moción, los problemas de eficiencia económica y de seguridad que genera esta moción han sido presentados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), pero hasta el momento no han sido atendidos por el Parlamento. Por otro lado, en el Senado comienza la discusión de una moción que restringe al sector eléctrico el uso del agua embalsada en períodos en que los agricultores no pueden consumirla (por ejemplo, en invierno), junto con ello, obliga a las empresas propietarias de las centrales hidroeléctricas a establecer un plan, en el plazo de cinco años, para modificar su matriz de generación y terminar con la hidroelectricidad de embalse en Chile. Nuevamente, sin entrar a la discusión constitucional, los efectos sobre los costos marginales, seguridad de suministro y la tan necesaria flexibilidad de la operación producto de la incorporación de energías renovables variables, no han sido parte del análisis del Parlamento al momento de presentar el proyecto.

Adicionalmente, está la necesidad urgente de entregar las señales adecuadas para contar con un sistema eléctrico flexible y eficiente. Después de publicada la modificación al Reglamento de Potencia para introducir la figura del Estado de Reserva Estratégico (ERE), el Ministerio de Energía acaba de publicar la conceptualización de una nueva y más profunda modificación al mercado de la potencia, junto con la creación de un nuevo mercado asociado a la flexibilidad. Valgesta Energía ha participado en las mesas de trabajo convocadas por el Ministerio, teniendo una opinión crítica al respecto. En especial, nos preocupa la falta de un diagnóstico claro y compartido respecto al problema que se quiere resolver, como también la falta de los objetivos que busca el cambio que se presenta. Si bien estamos de acuerdo con la necesidad de hacer un cambio que apunte a mayores eficiencias y señales correctas al mercado, estimamos que el tratamiento a la flexibilidad del sistema debe tener un desarrollo propio, con las señales adecuadas e independientes de los ajustes (mayores o menores) que requiera el mercado de la suficiencia. No compartimos el principio de que la flexibilidad del sistema tenga un tratamiento dentro del mercado de la potencia, por cuanto se trata de atributos distintos para satisfacer objetivos diferentes.

Junto con lo anterior, consideramos que no representa un diseño correcto de política pública, el que se presente una modificación y no se presenten los impactos, a nivel de mercado y de los agentes, que se esperan de la modificación presentada al mercado de potencia (lo que entendemos estaría en estudio). Tampoco se presenta un diseño de implementación claro, que establezca la transición del mercado vigente a las nuevas reglas, como tampoco de los plazos y capacidades que requieren las instituciones que asumirían nuevas responsabilidades, en especial el CEN. Así pues, dada la enorme consecuencia que este cambio podría significar, estimamos necesario que el Ministerio ponga la pausa necesaria y establezca un método de trabajo donde se presenten las evidencias numéricas, se acepten distintas miradas y se permita construir de manera conjunta y colaborativa un cambio tan relevante para nuestro mercado.

También es importante, dado el atraso que presentan los procesos tarifarios de transmisión y distribución, que ambos procesos finalicen en 2021 con la solidez técnica que corresponde, ajeno a presiones políticas de corto plazo. En este sentido, el rol que debe cumplir el Panel de Expertos en estos procesos es clave, para lo cual se requiere que sus dictámenes se ajusten de manera estricta al marco regulatorio, sin soluciones de “creación regulatoria” que le corresponden a la autoridad.

Finalmente, es imperativo avanzar en las estrategias y definiciones de largo plazo. Creemos que la visión del Ejecutivo respecto de contar con una estrategia para el desarrollo del Hidrógeno Verde va en la dirección correcta y muestra una clara visión del desarrollo de largo plazo del sistema. Lo mismo sucede con los esfuerzos que se han realizado respecto del tratamiento regulatorio de los sistemas de almacenamiento. Por otra parte, en el caso de la generación distribuida, observamos que se han dado señales contradictorias. Es necesario generar un espacio en este sentido, y para ello es fundamental contar con los estudios técnicos que sustenten una definición de política pública de largo plazo al respecto.

Así pues, el año 2021 nos presenta desafíos regulatorios de gran envergadura, en los que se requiere conjugar las urgencias del corto plazo con la necesidad de dar señales económicas para el largo plazo. Esperamos que para ello se adopte un diálogo colaborativo y real con los distintos actores interesados, de tal manera que podamos diseñar mercados y regulaciones de clase mundial para los segmentos distribución, energía, potencia y flexibilidad, que nos permita transitar hacia un sistema eléctrico cada día más limpio, competitivo y seguro.

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales cada 15 minutos Valgesta Energía

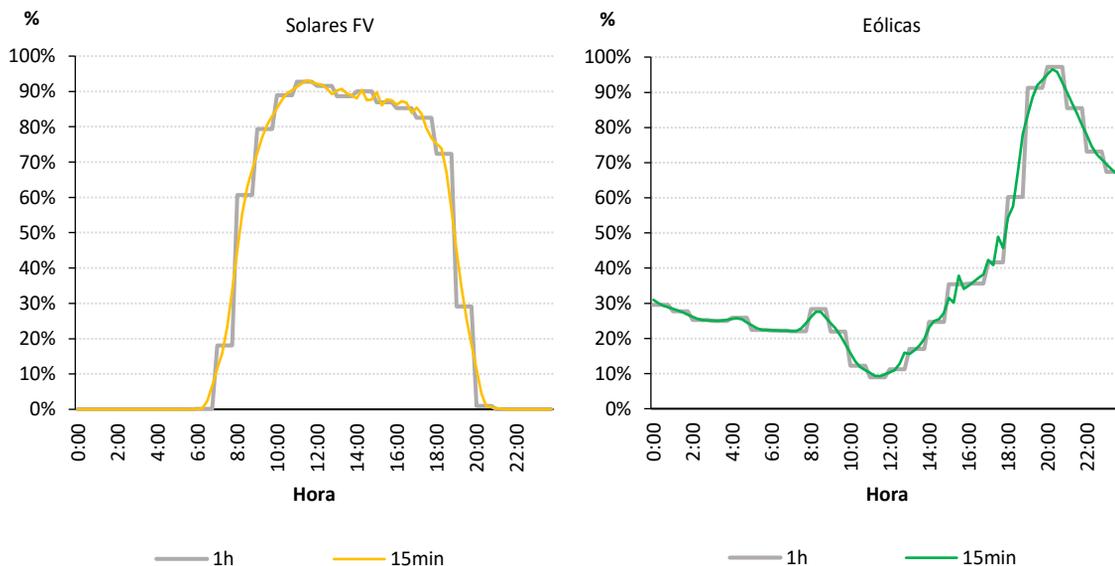
En la actualidad, el sector energético en general, y en particular el sector eléctrico tanto a nivel de la planificación como del desarrollo de la inversión privada, están sujetos a un escenario de mayor incertidumbre producto del vertiginoso cambio tecnológico que se está experimentando y los grandes desafíos operacionales que se presentan ante la creciente inserción de fuentes de energía renovables variables (ERV), particularmente del tipo solar FV y eólicas. El aumento en la participación de las ERV ha sido explosivo, pasando de 8% de la capacidad instalada en el año 2015 a casi 26% este año y con una entrada esperada de 5.600 MW en los próximos años. La mayor penetración de estas tecnologías, particularmente en reemplazo de fuentes de generación de base como las centrales a carbón, hace que el sistema eléctrico cuente con crecientes requerimientos de unidades con atributos flexibles.

Una operación flexible implica que el sistema cuente con la capacidad suficiente para responder oportunamente ante la variabilidad de las ERV, y para aquello resulta altamente relevante contar con una mayor resolución de la información del sistema eléctrico. En particular, el aumento de la resolución en el cálculo de precios del sistema busca reflejar de mejor manera las inflexibilidades de este, develando señales económicas que los precios entregados de manera horaria no permiten dilucidar. Es debido a esto, que la CNE en la Norma Técnica de Coordinación y Operación de diciembre de 2020, que se encuentra en proceso de aprobación, definió períodos de cálculo de costos marginales cada 15 minutos, contabilizándose de esta manera 96 períodos en un día.

Tomando en cuenta la nueva Norma Técnica de Coordinación y Operación recientemente propuesta por la CNE, el equipo de Valgesta adaptó sus modelos de simulación a una resolución temporal a 15 minutos, cambios que permiten analizar de manera más exacta la alta variabilidad intra-horaria e intra-diaria del sistema. Lo anterior implica una serie de beneficios para clientes que solicitan proyecciones de generación y precios, particularmente por el tipo y calidad de la información lograda. Respecto a las curvas de generación de ERV, las nuevas simulaciones permiten dilucidar de mejor manera el perfil de generación de centrales eólicas y solares FV, particularmente durante las **rampas solares**. Por otro lado, respecto de los costos marginales del sistema, las nuevas simulaciones realizadas por el equipo de Valgesta cuentan con resultados que permiten diferenciar cuatro precios a lo largo de una hora en los distintos nodos del sistema, información sumamente importante para eventuales desarrolladores de proyectos ERNC, especialmente para aquellos que consideren **sistemas de almacenamiento** y/o **centrales híbridas** de generación.

Las siguientes figuras muestran los perfiles de generación solar FV y eólico, simulados con resolución horaria y cada 15 minutos. Es posible observar cómo las nuevas simulaciones realizadas por el equipo de Valgesta permiten representar de mejor manera la variabilidad de las ERV, especialmente durante las rampas solares. Los resultados corresponden a la simulación de una semana tipo de un mes de verano.

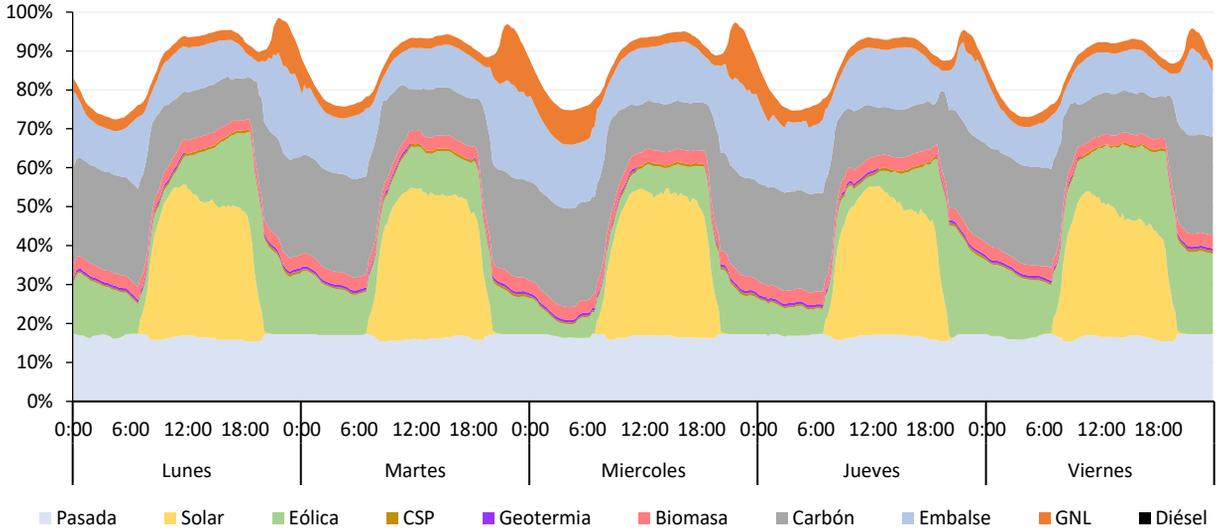
Comparación de simulaciones para Solar FV y Eólica



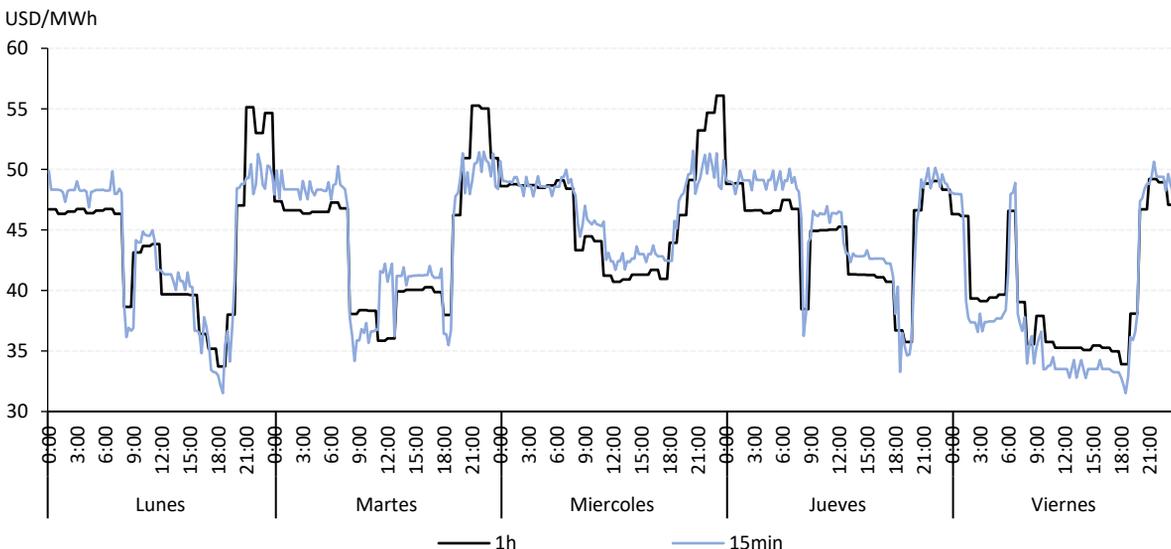
PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales cada 15 minutos Valgesta Energía

Por otro lado, la siguiente figura muestra el perfil de generación de los principales tipos de tecnologías, donde se puede observar la relevancia de las ERV y su variabilidad intra-horaria e intra-diaria. Esto afecta a su vez el despacho de los otros tipos de tecnologías en el sistema, tal como se puede observar, y por ende la evaluación económica de este tipo de proyectos.



Por último, la siguiente figura muestra los costos marginales en la misma semana tipo en la barra de Quillota 220 kV, en la que es posible comparar los resultados de una simulación horaria frente a una cada 15 minutos entre los días lunes y viernes. Se pueden observar cambios de corta duración en los costos marginales, los cuales representan los esfuerzos que debe realizar el sistema por enfrentar las variaciones en el corto plazo. Esta mayor precisión resulta necesaria para incorporar de manera adecuada las señales económicas para un mayor aporte en flexibilidad, permitiendo a sus desarrolladores contar con información fidedigna a la hora de evaluar sus proyectos.



ESTADÍSTICAS DICIEMBRE 2020

Enel afirma que descarbonización dependerá más del mercado que de leyes o metas

(El Mercurio, 31/12/20) Hoy se realizará en la comuna de Coronel el cierre de otra central termoeléctrica a carbón. Se trata de Bocamina I, unidad operada por Enel Chile que llega a su fin de manera definitiva, siendo desconectadas del sistema eléctrico nacional.

De esta manera, a la compañía solo le restará la unidad II de Bocamina para salir del carbón, lo que sucederá a más tardar en mayo de 2022. El gerente general de Enel Chile, Paolo Pallotti, explica que los cierres de estas centrales, al igual que lo que ocurrió con Tarapacá, serán definitivos.

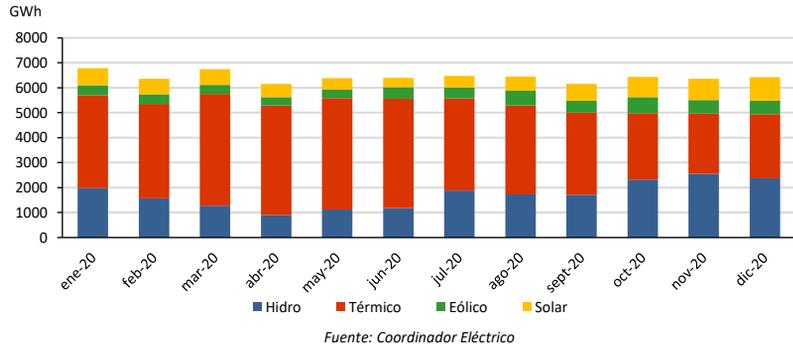
En cuanto al proceso, el ejecutivo señala que se enmarca dentro de la transición energética que impulsa la compañía, y que se encuentran trabajando en el destino del terreno que alberga a la generadora, el cual podría destinarse al sector industrial o incluso a la industria energética. En cuanto a las comunidades, con las que ha existido una larga historia de desencuentros, sostiene que se dejó de lado el asistencialismo y han avanzado en la creación de fondos concursables para el desarrollo de la ciudad.

Pallotti agrega que a diferencia de otras empresas, decidieron no acogerse al Estado de Reserva Estratégica instaurado en el proceso de descarbonización, porque no es rentable para la matriz económica de la compañía y porque el plan es salir definitivamente del carbón al año 2022.

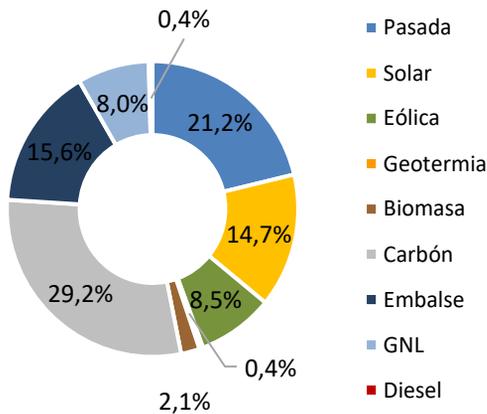
“Es un conjunto de una convergencia de estrategia y análisis económico, nuestra estrategia es salir de las energías contaminantes y nuestro análisis demuestra que no tiene valor en nuestra cartera seguir teniendo plantas en reserva, por eso fue una decisión sencilla”, dice Pallotti.

Fuente: Revista Electricidad (31/12/2020)

Generación SEN últimos 12 meses



Composición del despacho en diciembre 2020

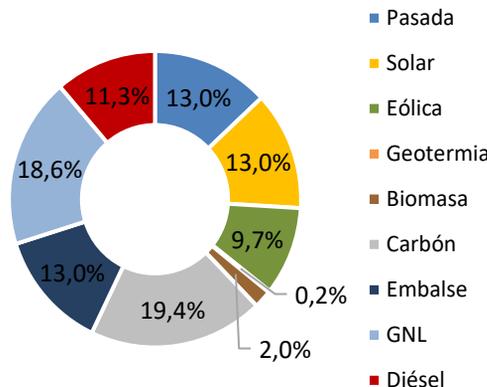


Despacho de generación (GWh)

Térmica	2.570
Hidráulica	2.368
Eólica	543
Solar	942
Generación Total	6.423

Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad instalada SEN noviembre 2020

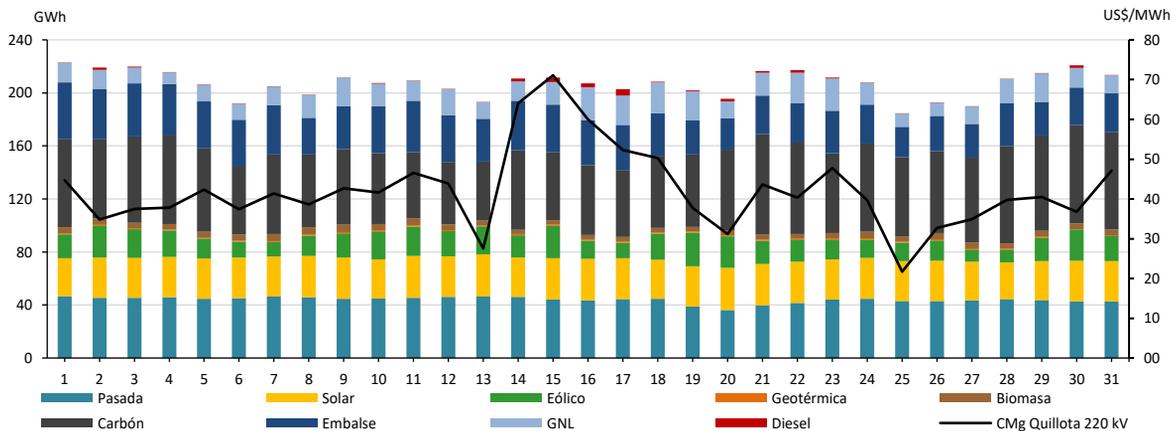


Capacidad instalada SEN (MW)

Hidro	8.621
Térmico	11.445
Eólica	2.527
Solar	3.386
Geotermia	512
Total	26.130

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV, diciembre 2020

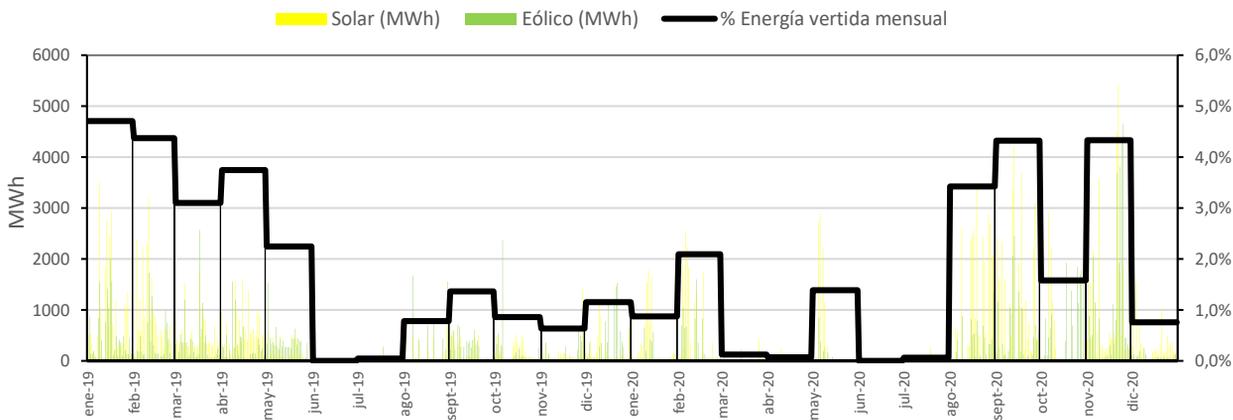


En diciembre de 2020, el total de energía generada en el SEN alcanzó los 6.423 GWh. El 37,5% de la energía fue generada por centrales térmicas, el 36,9% fue aportada por centrales hidráulicas, un 14,7% fue generada por centrales solares, un 8,5% fue generada por centrales eólicas, un 2,1% fue generada por centrales de biomasa, y un 0,4% fue aportada por geotermia.

El promedio de los costos marginales en la barra Quillota 220 kV correspondió a 42,2 US\$/MWh.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Vertimientos de generación ERNC enero 2019 – diciembre 2020



El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero de 2019 a diciembre de 2020, 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.

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

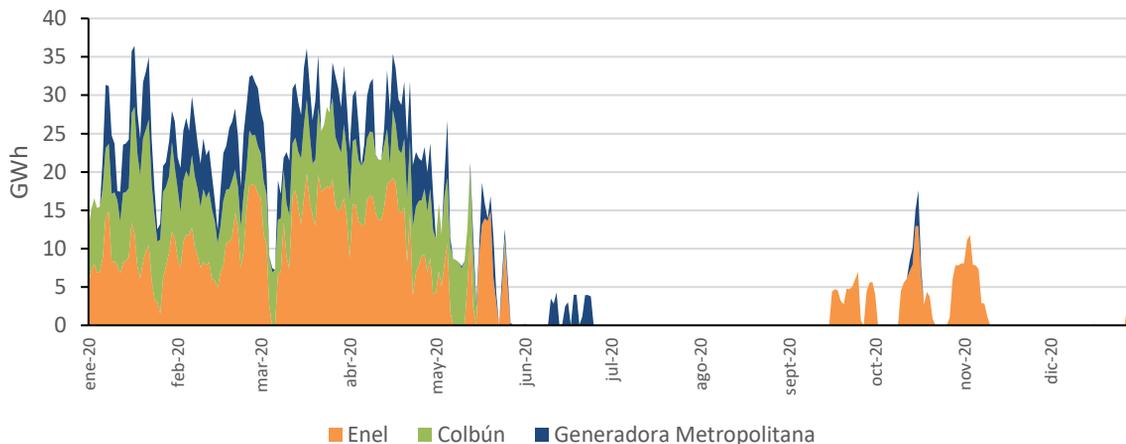
Enero: 42,4 GWh (4,7%)	Mayo: 15,9 GWh (2,2%)	Septiembre: 12,7 GWh (1,4%)	Enero: 10,8 GWh (0,9%)	Mayo: 11,2 GWh (1,4%)	Septiembre: 49,2 GWh (4,3%)
Febrero: 32,7 GWh (4,4%)	Junio: 0 GWh (0%)	Octubre: 10,0 GWh (0,9%)	Febrero: 21,4 GWh (2,1%)	Junio: 0 GWh (0%)	Octubre: 23,1 GWh (1,6%)
Marzo: 26,9 GWh (3,1%)	Julio: 0,4 GWh (0%)	Noviembre: 7,3 GWh (0,6%)	Marzo: 1,2 GWh (0,1%)	Julio: 0,6 GWh (0,1%)	Noviembre: 59,9 GWh (4,3%)
Abril: 26,5 GWh (3,7%)	Agosto: 8,6 GWh (0,8%)	Diciembre: 14,3 GWh (1,2%)	Abril: 0,6 GWh (0,1%)	Agosto: 40 GWh (3,4%)	Diciembre: 11,2 GWh (0,8%)*

2019

2020

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

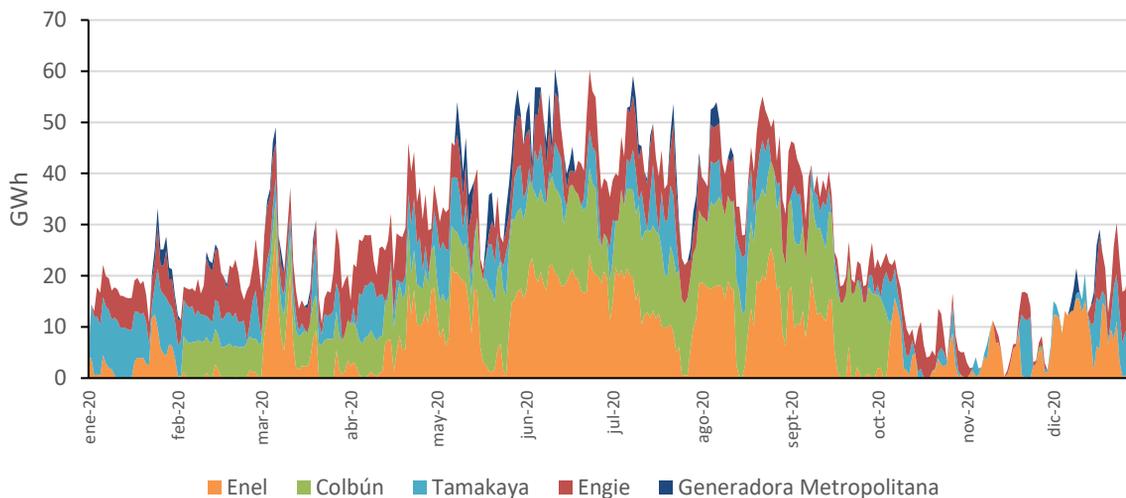
Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En diciembre de 2020, se generaron 13 GWh de energía eléctrica en base a gas natural argentino, de la cual un 100% es atribuible a la empresa Enel. Esta generación representó el 0,2% de la generación del SEN durante el mes.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones últimos 12 meses



En diciembre de 2020, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 566 GWh, lo que representó el 8,8% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 50,6% se atribuye a Enel, un 0,1% se atribuye a Colbún, un 22,8% se atribuye a Tamakaya, un 22,9% a Engie, un 3,2% a Generadora Metropolitana, y el 0,5% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	42,8
Precio Nudo Crucero 220 kV	42,2
PMM SEN	75,0

Fuente: CNE

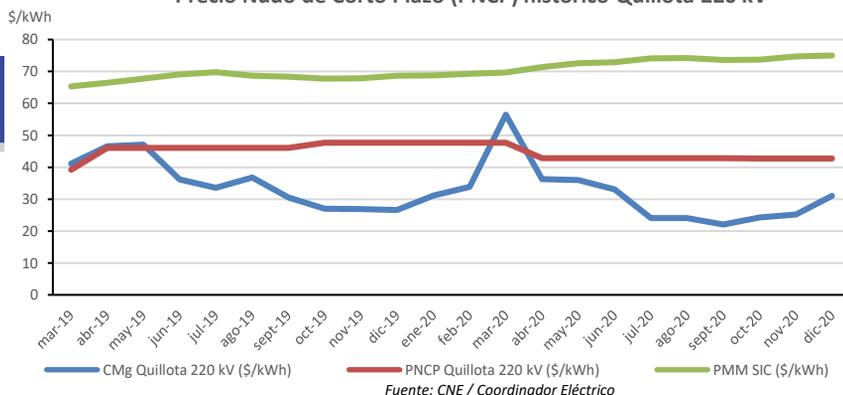
Costos marginales promedio noviembre (\$/kWh)

Crucero 220 kV	31,7
Cardones 220 kV	30,3
Pan de Azúcar 220 kV	30,5
Quillota 220 kV	31,0
Charrúa 220 kV	29,8
Puerto Montt 220 kV	31,2

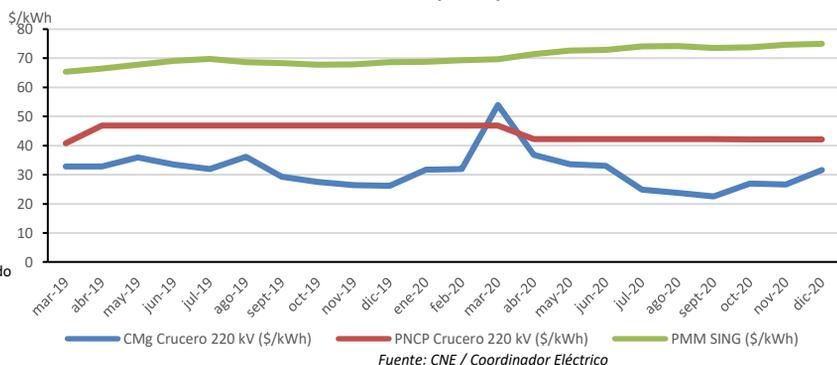
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) histórico Quillota 220 kV*



Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo Corto Plazo (PNCP) histórico Crucero 220 kV*



Noticias Sistema Eléctrico Nacional

Las 13 obras de transmisión que se interconectarían al sistema eléctrico en 2021

Las iniciativas que se culminarían en 2021 buscan reforzar la zona norte y sur del sistema eléctrico, perteneciendo principalmente a empresas como Transelec, Engie, Saesa e ISA Interchile, de acuerdo al cronograma elaborado por la CNE.

Enero: (1) Subestación seccionadora Centinela 220 kV y la extensión de la línea 1x220 kV Encuentro-El Tesoro para reubicar la conexión desde la subestación El Tesoro a la subestación Centinela de 220 kV, cargo de Centinela Transmisión, (2) Ampliación de la subestación Nueva Crucero Encuentro, de Saesa, (3) Nueva subestación seccionadora Algarrobal 220 kV, que ejecuta Engie, (4) Subestación seccionadora El Rosal 220 kV, que desarrolla Engie, (5) Subestación seccionadora Río Toltén 220 kV, a cargo de Saesa.

Febrero: (6) Ampliación de conexiones al interior de la subestación Crucero para la reubicación a subestación Nueva Crucero Encuentro, que realiza Engie, (7) Nuevo banco de autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en la subestación Nueva Cardones, subestación Nueva Maitencillo y subestación Nueva Pan de Azúcar, que ejecuta ISA, (8) Subestación seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV, de Engie.

Abril: (9) Ampliación subestación Nueva Pan de Azúcar 220 kV, de Interchile, (10) Extensión de las líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde la subestación Crucero a la subestación Nuevo Crucero Encuentro, a cargo de Transelec.

Mayo: (11) Nueva subestación seccionadora Frutillar Norte, de 220 kV, de Transelec, (12) Subestación Nueva Ancud, de 220 kV, a cargo de Transelec.

Julio: (13) Línea 2x500 kV Pichirropulli- Nueva Puerto Montt, energizada en 200 kV.

Fuente: Revista Electricidad (24/12/20)

BALANCE ERNC A NOVIEMBRE 2020

Balance ERNC octubre 2020

Total retiros afectos a obligación (GWh)	4730,4
Obligación ERNC (GWh)	463,1
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	9,8
Inyección ERNC (GWh)	1706,5
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	36,1%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en septiembre de 2020 las inyecciones ERNC superaron en **26,3 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIA ERNC

Descarbonización: Salida de Ventanas I y II reducirá en 2 MM de toneladas las emisiones de CO2

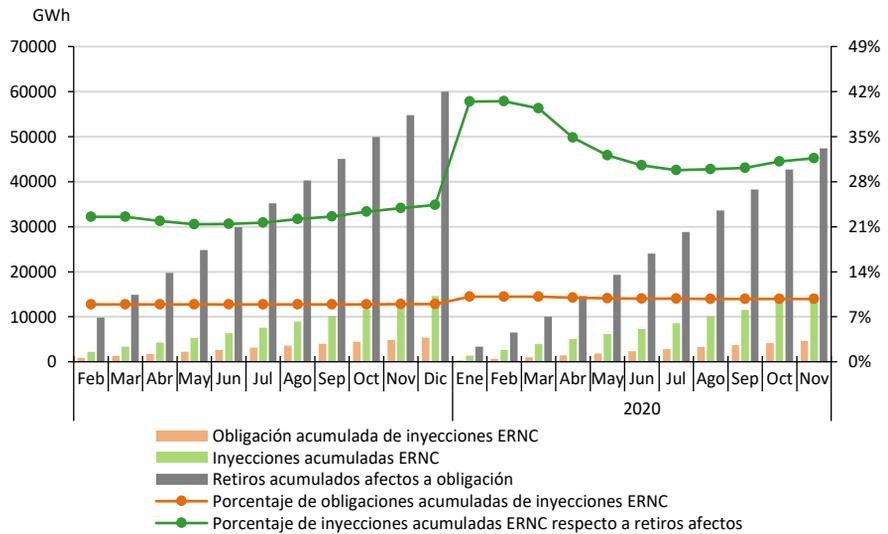
El retiro de las Unidades 1 y 2 de la central termoeléctrica Ventanas reducirá en cerca de 2.000.000 de toneladas de dióxido de carbono en el país, equivalente a la salida de más de 800.000 vehículos particulares, lo cual fue destacado en la histórica jornada en que AES Gener apagó 322 MW de potencia instalada en el Sistema Eléctrico Nacional.

El ministro de Energía fue el encargado de apagar las máquinas de la central termoeléctrica, que se acogió al Estado de Reserva Estratégica (ERE), por lo que ambas unidades están disponibles como respaldo, en caso de que exista una situación excepcional o que una eventual crisis energética ponga en riesgo la seguridad y suficiencia del sistema, lo que podría ser requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

La autoridad también destacó el avance de este proceso, considerando que AES Gener anticipó el retiro de la unidad 2 de Ventanas. "En un año hemos adelantado la salida de 6 centrales respecto de su cronograma original.

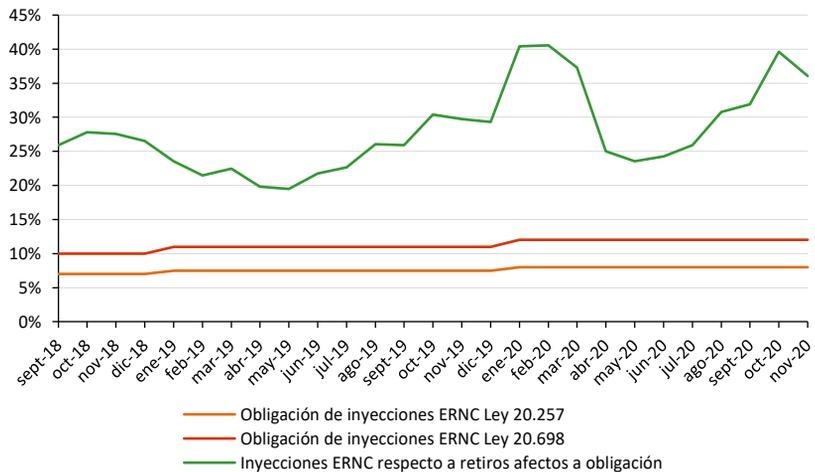
Fuente: Revista Electricidad (29/12/20)

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación

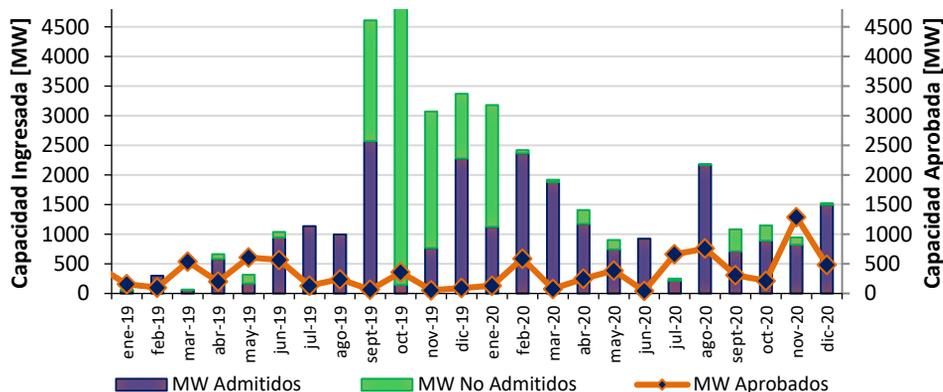


Acreditaciones ERNC

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 noviembre 2020, corresponden a **47.447 (GWh)**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2020 a noviembre 2020, correspondió a **4.641 (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 noviembre 2020, fueron de **15.012 (GWh)**, lo que corresponde a un **31,6%** 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 diciembre 2020

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en diciembre de 2020 ingresaron un total de 2001,7 MW de potencia. Se registraron 481,8 MW aprobados.

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

Proyectos Aprobados en el SEIA en diciembre 2020

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
PROYECTO FOTOVOLTAICO RARI SOLAR	Solares de Santa Elena SpA	9,0	Solar	21-07-2020
Parque Solar Fotovoltaico Don Esteban	Don Esteban SpA	10,0	Solar	20-05-2020
PSF Batres	Cobeña Energía SpA	6,0	Solar	20-05-2020
Planta Fotovoltaica Tocopilla	Planta solar Tocopilla SpA	182,7	Solar	20-05-2020
Parque Solar Fotovoltaico Chungungo Solar	Chungungo Solar SpA	10,0	Soalr	20-05-2020
Parque Solar Fotovoltaico Quebrada del Sol	Fontus Prime Solar SpA	10,0	Solar	20-05-2020
Parque Fotovoltaico Esperanza de Cato	LUZ DE SOL 5 SPA	9,0	Solar	23-04-2020
Parque Fotovoltaico Campanas PMG	PV Power Chile SpA	9,0	Solar	22-04-2020
Parque Fotovoltaico Palmilla Cruz	PV Power Chile SpA	9,0	Solar	22-04-2020
Parque Fotovoltaico Linares Norte PMG	PV Power Chile SpA	9,0	Solar	21-04-2020
Planta Fotovoltaica Venezia Solar	Venezia Solar SpA	9,0	Solar	21-04-2020
Proyecto Fotovoltaico Amanecer	El Condor Solar SpA	9,0	Solar	23-03-2020
Parque Fotovoltaico Gran Tenó 200 MW	GR Algarrobo SpA	200,0	Solar	22-11-2019

Proyectos en Calificación en el SEIA en diciembre 2020

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Aromo del Verano	Miscanti de Verano SpA	9,0	Solar	24-12-2020
San Antonio Solar	SANTA BARBARA ENERGY SpA	8,0	Solar	23-12-2020
Parque Eólico Antofagasta	Parque Eólico Antofagasta SPA	793,6	Eólico	23-12-2020
Proyecto Parque Fotovoltaico Terruño	Solar TI Veintiséis SpA	9,0	Solar	23-12-2020
Proyecto Fotovoltaico Ceresuela	Pesquero Solar SpA	9,0	Solar	23-12-2020
Optimización Parque Solar Samantha	Enel Green Power Chile S.A.	78,3	Solar	22-12-2020
Parque Fotovoltaico Andrómeda	Andrómada Solar SpA	9,0	Solar	22-12-2020
Parque Solar Fotovoltaico Curacavi	ORION POWER S.A.	3,5	Solar	22-12-2020
Parque Fotovoltaico Don Chacho	PV Power Chile SpA	9,0	Solar	22-12-2020
Parque Fotovoltaico Ayla Solar	PFV AYLA SOLAR SPA	9,0	Solar	22-12-2020
Ampliación Parque Fotovoltaico Gabardo del Verano	Salado Energy SpA	6,0	Solar	22-12-2020
Proyecto Parque Fotovoltaico Pampa Norte 2	Enel Green Power Chile S.A.	160,6	Solar	22-12-2020
Parque Fotovoltaico Farol	Farol Solar SpA	9,0	Solar	22-12-2020
Parque Fotovoltaico Barrancón	PV Power Chile SpA	9,0	Solar	21-12-2020
Parque Eólico Lomas de Taltal	ENGIE Energía Chile S.A.	353,4	Eólico	21-12-2020
Planta Solar La Rinconada	Grupo energy Lancuyen spa	9,0	Solar	18-12-2020
Parque Fotovoltaico Patricia del Verano	Pomerape SpA	9,0	Solar	18-12-2020

Proyectos no Aprobados en el SEIA en diciembre 2020

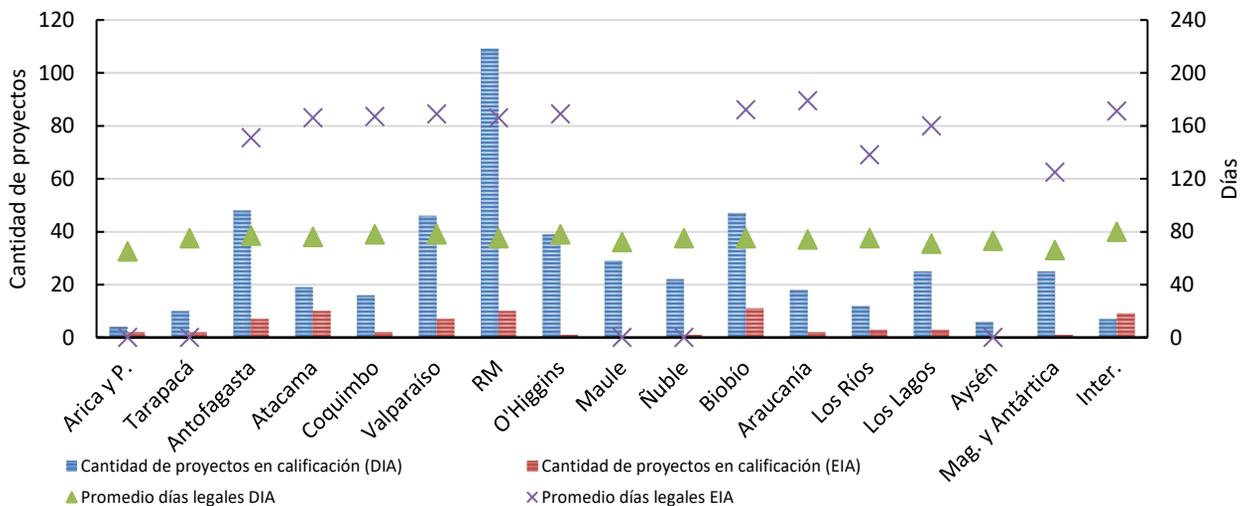
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar La Peña	Andina Solar 13 SpA	8,0	Solar	25-07-2019
Bulnes Solar	Bulnes Solar SpA	9,0	Solar	24-12-2020
Planta Solar Michay	Generadora Michay SpA.	9,0	Solar	23-12-2020
Ampliación Parque Fotovoltaico Chalinga Solar	Joaquin Solar SpA	0,5	Solar	22-12-2020

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 noviembre de 2020.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

Noticias

Generadoras de Chile: 100% de los proyectos en calificación ambiental son renovables

Las iniciativas solares y eólicas totalizan 10.528 MW, con una inversión acumulada de US\$10.333 millones, según indica el boletín mensual de Generadoras de Chile.

Un total de 10.528 MW de capacidad instalada acumulan los proyectos de generación eléctrica que se encuentran en etapa de calificación ambiental, los cuales son 100% con tecnologías renovables y, donde solamente 3 MW pertenecen a energía hidráulica, de acuerdo con los datos del boletín del mercado eléctrico, que elabora Generadoras de Chile.

Según el documento gremial, de esta cifra 7.009 MW pertenecen a proyectos solares fotovoltaicos, mientras que 3.515 MW son eólicos, totalizando una inversión de US\$10.333 millones (US\$6.457 millones solares y US\$3.872 millones eólicos).

El año pasado también estuvo marcado por el ingreso de proyectos renovables de gran envergadura al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), como el parque eólico Horizonte de 980 MW; Parque Fotovoltaico Alfa Solar (726 MW); Parque Fotovoltaico Estepa Solar (492 MW); Parque Energía Terra Solar (512 MW); Parque Fotovoltaico Sierra Gorda Solar (404 MW), y la Planta Fotovoltaica AR Changos Solar (471 MW).

Fuente: Revista Electricidad (08/01/21)

La fiebre del hidrógeno verde: empresas buscan tomar posición y asegurar terrenos en Magallanes y otras zonas del país

En el extremo sur, firmas europeas, estadounidenses y chinas han encargado la búsqueda de superficies que tengan alto potencial eólico y ya habría acuerdos preliminares que involucran del orden de 120 mil hectáreas. En el norte, en tanto, advierten que un cambio reciente en el criterio para la asignación de terrenos fiscales estaría favoreciendo la especulación, de cara al desarrollo futuro de esta forma de energía.

Tras el anuncio de HIF, el consorcio liderado por la chilena AME y en el cual también participan gigantes mundiales de la energía y la industria automotriz, como ExxonMobil, Enel, Siemens y Porsche, se desató la fiebre. Ahora varias empresas buscan tomar posiciones en Magallanes, asegurándose terrenos donde sea factible instalar parques eólicos y producir esta emergente energía.

El secretario regional ministerial (seremi) de Energía de Magallanes, Nolberto Sánchez, explica que entre las áreas mejor posicionadas en la región están, por ejemplo, la zona de Cabo Negro, un corredor que une Otway con el Estrecho de Magallanes y donde están los tres parques eólicos que se hallan en operación; el área de Laguna Blanca o la parte alta de la misma isla de Tierra del Fuego, en el sector denominado Baquedano.

Fuente: Revista Electricidad (04/01/21)

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 9.858 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 1124,1 MW para el año 2030.

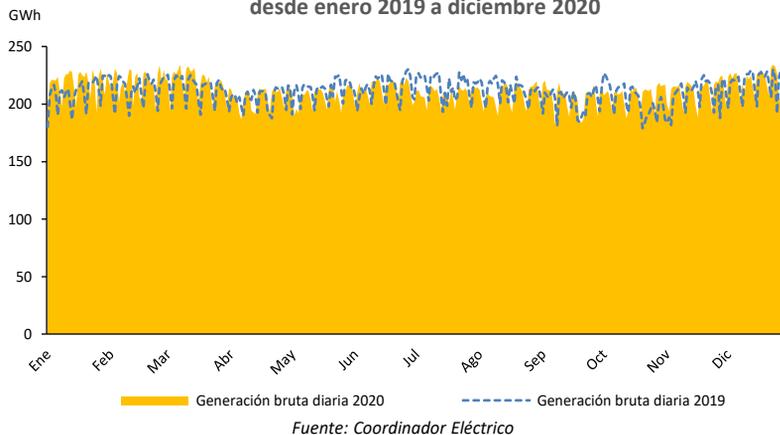
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 722 MW entre instalaciones Diésel y de Biomasa durante el primer semestre de 2021, y no más termoeléctricas desde ahí en adelante.

Para el año 2030, se estiman 4.666,3 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.312,8 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 diciembre 2020



Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2017	10.360
2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900

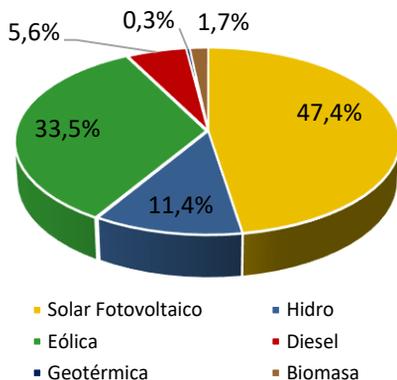
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Nov. 2020	Rec.
Eólica	2.527	3.313
Geotermia	512	33
Hidro	8.261	1.124
Solar	3.386	4.666
Termosolar	0	0
Térmico	11.445	722
Total	26.130	9.858

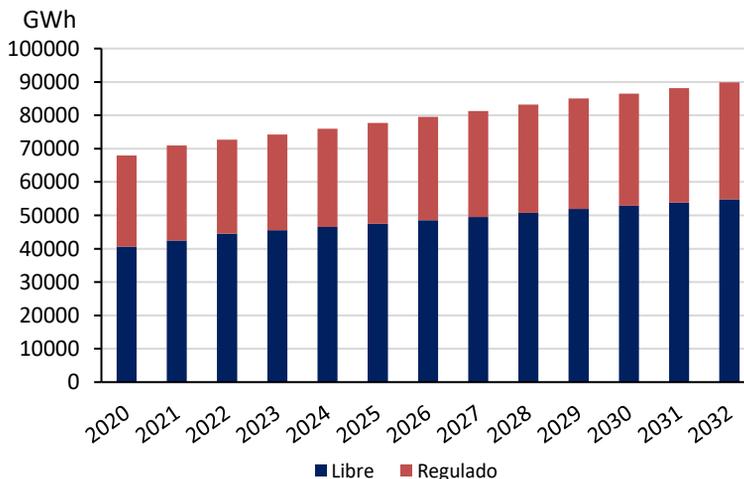
Fuente: ITD Segundo Semestre 2020, CNE

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



Fuente: ITD Segundo Semestre 2020, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
PFV San Pedro (Solar)	106	Ene - 21
Cabo Leones II etapa I (Eólico)	34	Ene - 21
PFV Nueva Quilagua (Solar)	100	Ene - 21
Prime Los Cóndores (Diésel)	100	Ene - 21



Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Digua (Hidro)	20	Feb - 21
PFV San Pedro (Solar)	106	Feb - 21
PFV Azabache (Solar)	60	Feb - 21



Portabilidad Eléctrica: Advierten insuficiencia para resguardar competencia en distribución

La directora de MG Regulatorio, Daniela Martínez, advirtió que el artículo 122-10 del proyecto de ley de portabilidad eléctrica, que se enmarca en la reforma a la distribución, “es insuficiente para resguardar la competencia” en el sector, por lo que planteó la necesidad de modificarlo.

Este artículo estipula que un mismo grupo podrá tener empresas que ejerzan la función de distribución, y otras que se enfoquen en comercialización, dentro de una misma zona de concesión.

Martínez expuso este tema en la comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, que analiza la iniciativa legal.

A su juicio, esto es insuficiente para resguardar la competencia, por lo que sostuvo la necesidad de seguir la recomendación de la OCDE, para hacer un estudio específico del mercado chileno, con el fin de “analizar los costos y beneficios de las diferentes opciones regulatorias”.

“Pero ante la falta de ese estudio, existen indicios que recomiendan que el PdL establezca la separación de propiedad entre una distribuidora y un comercializador, respecto a la zona de concesión de la distribuidora. Así, en un mismo grupo empresarial no podrá existir una empresa que ejerza la distribución en una zona de concesión, y una empresa que ejerza la comercialización en esa misma zona de concesión”, precisó la abogada.

Martínez señaló que la exigencia de un giro único, como está en el proyecto, “no elimina el incentivo perverso, sólo facilita la fiscalización”, por lo que planteó que “hay suficientes indicios y razones prácticas para establecer la obligación de separación de propiedad entre la empresa que ejerce como distribuidora, y la empresa que ejerce como comercializadora en una misma zona de concesión”.

Explicó que, “si no se implementa la separación ahora, revertir esta decisión en el futuro podría ser tan costosa que sea desaconsejable, aún cuando sea la decisión óptima desde la perspectiva de la libre competencia y el bienestar del consumidor”, por lo que concluyó que el artículo 122-10 del proyecto de ley sea modificado.

**¿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.

En su proyección, Valgesta Energía prevé que a finales del primer semestre de este año, el fondo podría alcanzar un valor acumulado para el SEN entre 973,9 MM USD y 1.072 MM USD. Esto correspondería a una utilización del fondo entre 72,14% y 79,4%, respectivamente.

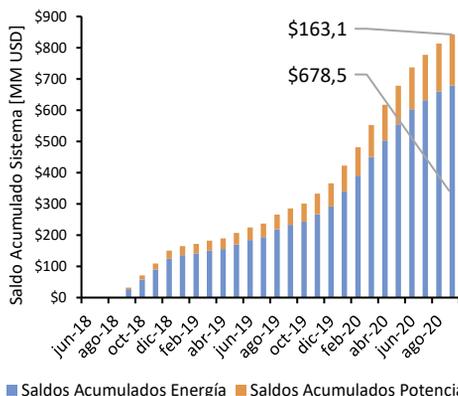
ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)

Saldos SEN Mensuales Reconocidos en 2020



Fuente: CNE

Saldos SEN Acumulados a la fecha

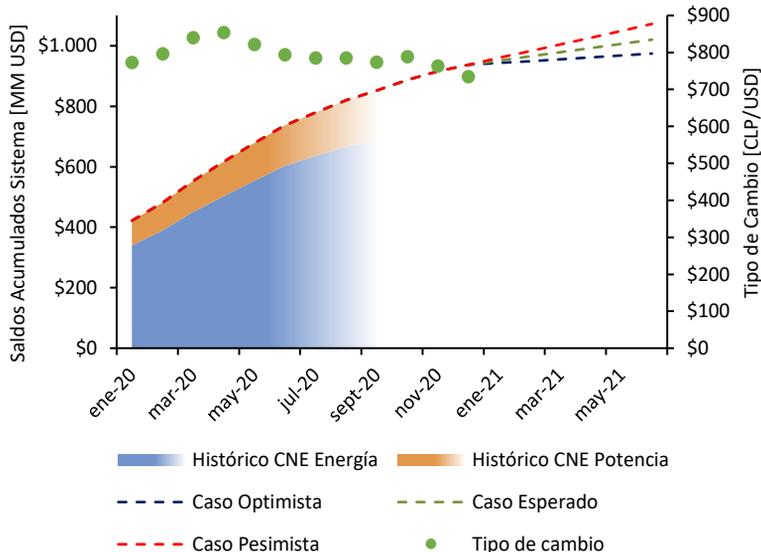


Fuente: CNE

Saldos Acumulados a junio de 2020 [MM USD]

SEN	851,28
Sistemas Medianos	5,14
Total	856,42

Fuente: CNE



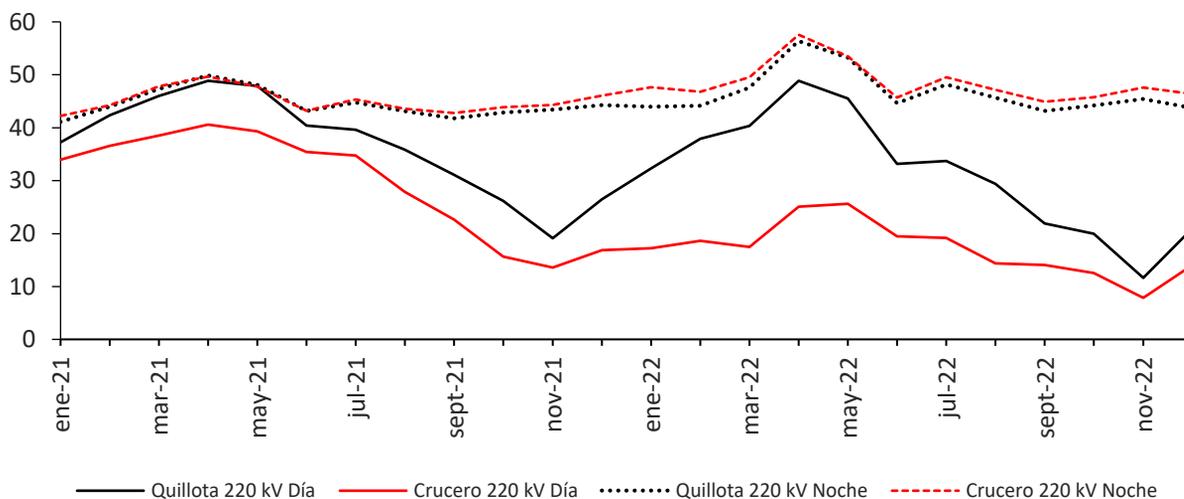
Fuente: Elaboración propia

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).

US\$/MWh



En la figura anterior puede observarse en los primeros meses del presente año una tendencia al alza en los costos marginales proyectados, asociada al término de la temporada de deshielo, efecto que es frecuente en dicho período. Luego, desde abril 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 34,0 US\$/MWh y en la barra Crucero 220 kV es 23,4 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Quillota 220 kV es 45,6 US\$/MWh, y en la barra Crucero 220 kV es 46,8 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 Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.



ÁREAS DE TRABAJO

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

www.valgesta.com



www.valgesta.com

