

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

Certeza regulatoria y desarrollo energético: Que el río vuelva a su cauce

La semana pasada el grupo español Naturgy anunció la venta de su participación en CGE (empresa distribuidora con mayor cantidad de clientes en Chile) a la empresa china State Grid International Development Limited, actualmente controladora de Chilquinta. El presidente de Naturgy, Francisco Reynés, al referirse a las razones de la venta indicó según constata El Mercurio “Nuestra inversión debe guiarse por la búsqueda de predictibilidad, estar enfocada en proyectos que sumen a la transición energética y geografías y marcos regulatorios con mayor estabilidad”. Es esta última frase la que debe poner en alerta lo que está sucediendo en nuestro país.

Durante las últimas décadas, Chile ha sido un referente en la región en términos de competitividad, transparencia y certeza jurídica, ganándose con autoridad un verdadero “sello” de estabilidad y solidez para la atracción de inversiones, lo que ha permitido un desarrollo eficiente, seguro y sustentable de nuestro país, dando mayor bienestar a todos los chilenos y chilenas.

El sector eléctrico no ha estado ajeno a esto siendo uno de los líderes en este proceso. En efecto, en el ámbito de la regulación eléctrica, Chile se ha caracterizado por sus políticas de fomento a la competencia, estabilidad y respeto a las reglas del juego, junto con la seriedad de sus instituciones públicas. Desde la dictación de la Ley General de Servicios eléctricos en los años 80 hasta las reformas introducidas durante la última década, se han mantenido los principios de un mercado con normas claras para la inversión, incorporándose el Estado como un actor que impulsa un desarrollo sostenible en beneficio de todos sus ciudadanos. Legislaciones tales como la ley que fijó un objetivo de un 20% de generación renovable al año 2025, la interconexión eléctrica, las recientes reformas legales a la transmisión y al mecanismo de licitaciones de suministro, las cuales han sido referencia no sólo a nivel Latinoamericano, sino que también en países de la OCDE, son el mejor ejemplo de ello toda vez que han permitido entregar señales de largo plazo para el desarrollo del sector.

Sin embargo, este ambiente de solidez regulatoria e institucional se ha visto afectado en los dos últimos años por múltiples cambios regulatorios, que han traspasado las fronteras que la Constitución y las leyes permiten, junto con distanciarse de los principios de la buena regulación. Si bien es cierto que el contexto político, sanitario, social y económico ha obligado al Estado a adoptar medidas de emergencia, las políticas públicas deberían responder a principios que permitan sortear el presente sin hipotecar el futuro.

El comienzo de este proceso fue el tratamiento de los medidores inteligentes, que no obstante constituir una política pública acertada (hoy nadie enjuicia la necesidad de contar con ellos), el Gobierno decidió dejarla sin efecto, para responder al ambiente político del momento. Sin embargo, en un fallo del mes de octubre pasado, la Corte Suprema de Justicia señaló que la actuación del Ministerio de Energía, la SEC y la CNE ha sido ilegal, al ordenar mediante un oficio la devolución de montos por parte de las distribuidoras a los clientes.

Adicionalmente, en el segundo semestre de 2019 el Ministerio de Energía no publicó durante meses el decreto de precios traspasables a clientes regulados, el que implicaría un alza en torno al 10% en las cuentas de los hogares. En octubre se desata la “crisis social” y una de las medidas adoptadas por el Gobierno fue el “congelamiento” de las tarifas de todos los clientes regulados interviniendo por ley los contratos provenientes de licitaciones de suministro en uno de sus elementos esenciales (el precio) y determinó que las empresas asumieran los costos financieros de esta decisión. Mediante otra ley, también se congeló la tarifa de distribución, estableciendo que “en el próximo proceso tarifario” se devolvería la deuda que se origine. Nuevamente el Estado asume decisiones políticas a costo de la legítima expectativa de ingresos que tenían las compañías distribuidoras.

De la misma manera, pero ahora por “resolución exenta”, la CNE decidió congelar la tarifa de transmisión, sin contar con facultades para ello, lo que en la práctica implicará que durante dos años las empresas que se adjudicaron la ejecución y explotación de sistemas de transmisión, no recibirán íntegramente el valor anual que deben recibir por expreso mandato de la ley.

Siendo lo relatado extremadamente complejo para el desarrollo de un mercado sano y competitivo, en el Parlamento se discuten dos proyectos que nuevamente dañan lo que a esta altura parece nuestra “antigua” tradición de seriedad y certeza regulatoria. Por una parte, se acaba de aprobar en general una moción parlamentaria que ordena el cierre de todas las centrales a carbón al año 2025, sin importar los efectos de ello, como tampoco los contratos que éstas tengan comprometido o el plazo que los inversionistas calcularon de vida útil y mediante la cual contrajeron obligaciones financieras. Lo curioso es que frente a una norma que atenta contra la seguridad de suministro, la eficiencia de los precios del mercado y la certeza jurídica, no se observan en el Gobierno, como tampoco en el parlamento (salvo excepciones) iniciativas para mejorar su contenido. A su vez, el Gobierno presenta la llamada ley de Portabilidad, la que no apunta a resolver los problemas más apremiantes para los consumidores residenciales, esto es el nivel de precios de las cuentas eléctricas y la calidad del suministro. Por el contrario, la amenaza latente de dicha iniciativa es diluir los contratos de suministro licitados al punto de perder parte importante de su valor y aumentar el riesgo de procesos futuros, en caso de que la liberalización del mercado se ejecute de manera apresurada.

Creemos que ha llegado la hora de que “el río vuelva a su cauce”, donde las soluciones de política pública impulsen un mercado transparente y competitivo y el Estado asuma los costos de las decisiones políticas que toma, sin distorsiones. Esto sólo se logrará con un diálogo técnico, real, transparente, en que todos los actores se vean involucrados, y donde los argumentos técnicos se concilien con las necesidades políticas y sociales, de tal manera que el “sello chileno” de seriedad y certeza regulatoria vuelva a ser la marca de Chile en materia energética.

ESTADÍSTICAS OCTUBRE 2020

CGE tiene nuevo dueño: China State Grid acuerda compra de la mayor distribuidora eléctrica chilena

Esta mañana, la empresa española Naturgy anunció la venta del 96,04% que mantiene en la distribuidora eléctrica chilena CGE -la mayor por número de clientes- en 2.570 millones de euros, equivalente a unos US\$3.000 millones, en lo que constituye la mayor operación del año en el país.

A través de una comunicación enviada a la Comisión Nacional para el Mercado de Valores en España (CNMV), el grupo español -anteriormente conocido como Gas Natural Fenosa- informó que la empresa china State Grid International Development Limited (SGID) acordó el pago de 2.570m€, "fijado en euros y pagadero en efectivo al cierre de la operación".

State Grid es actualmente controladora de Chilquinta, la que adquirió en octubre de 2019 por más de US\$2.000 millones al grupo estadounidense Sempra Energy. Dado eso, la operación anunciada hoy deberá sortear primero la barrera de la Fiscalía Nacional Económica (FNE), dado que se trata de dos empresas del mismo rubro.

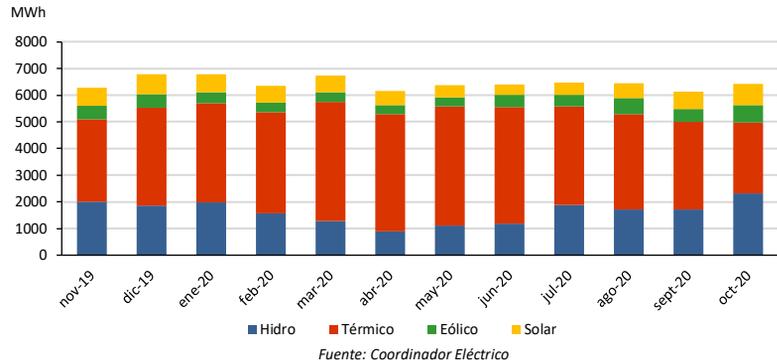
En concreto, las partes esperan que la operación se concrete hacia febrero de 2021, una vez que se cumplan las condiciones regulatorias. Naturgy decidió dejar para esa fecha la presentación del Capital Markets Day, dada la relevancia de esta operación.

"El grupo energético chino, con sede en Beijing, es la corporación de servicios de energía más grande del mundo y tiene una amplia experiencia en la construcción y operación de redes de transmisión y distribución de electricidad, explica la firma.

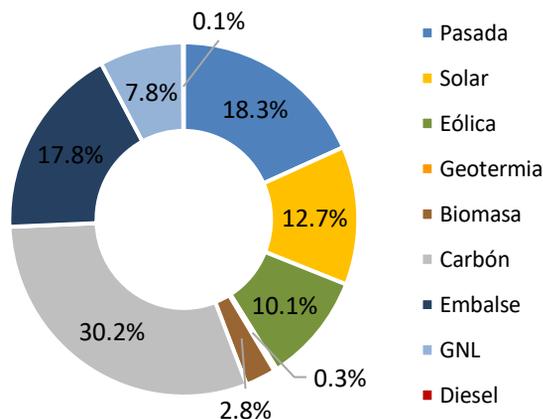
"La red eléctrica de la compañía cubre 26 provincias en China, lo que representa más del 88% del territorio del país y atiende a una población de más de 1.100 millones. La compañía ocupó el quinto lugar en Fortune Global 500 en 2019", se agrega.

Fuente: La Tercera (13/11/2020)

Generación SEN últimos 12 meses



Composición del despacho en octubre 2020

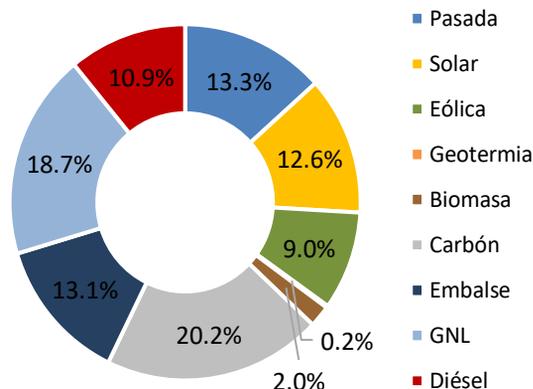


Despacho de generación (GWh)

Térmica	2.647
Hidráulica	2.324
Eólica	647
Solar	814
Generación Total	6.433

Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad instalada SEN septiembre 2020

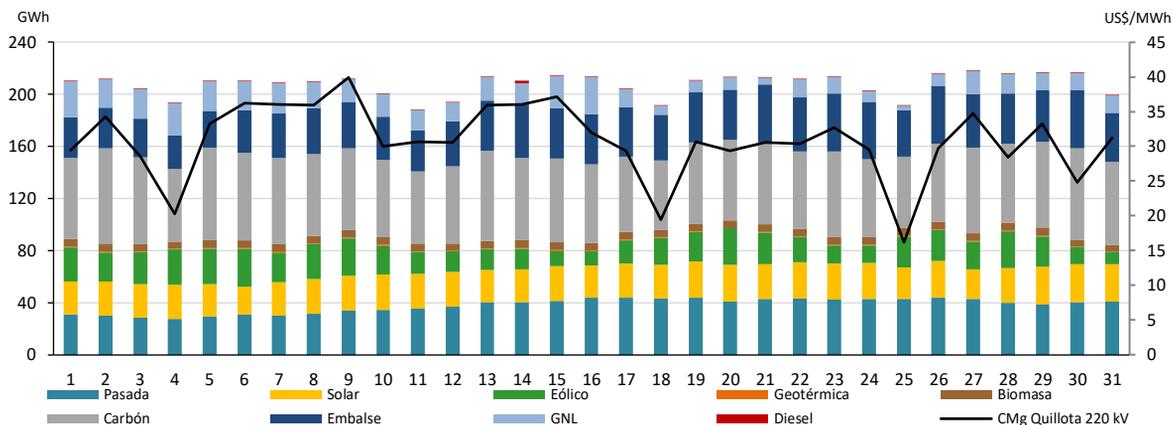


Capacidad instalada SEN (MW)

Hidro	6.839
Térmico	13.389
Eólica	2.320
Solar	3.256
Geotermia	45
Total	25.848

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV, octubre 2020

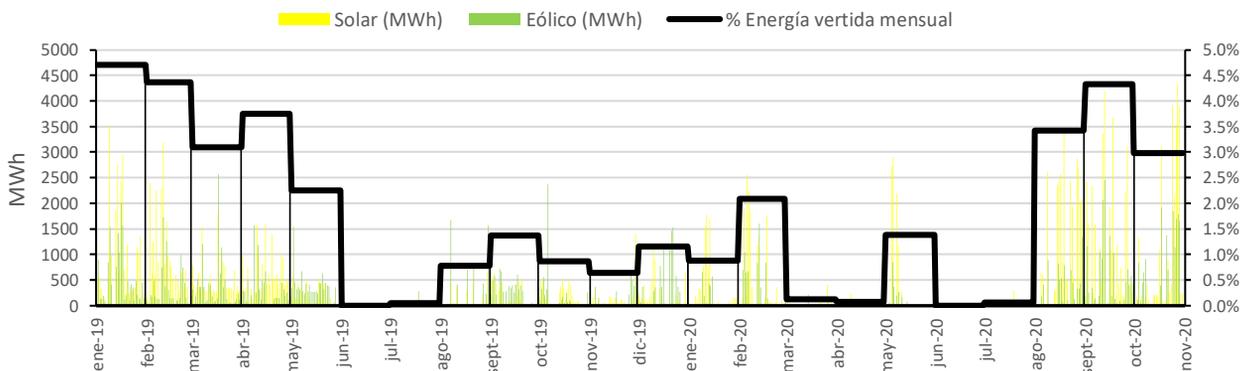


En el mes de octubre de 2020, el total de energía generada en el SEN alcanzó los 6.433 GWh. El 38% de la energía fue generada por centrales térmicas, el 36% fue aportada por centrales hidráulicas, un 13% fue generada por centrales solares, un 10% fue generada por centrales eólicas, un 2,8% fue generada 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 30,9 US\$/MWh.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Vertimientos de generación ERNC enero 2019 – octubre 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 octubre de 2020, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica.

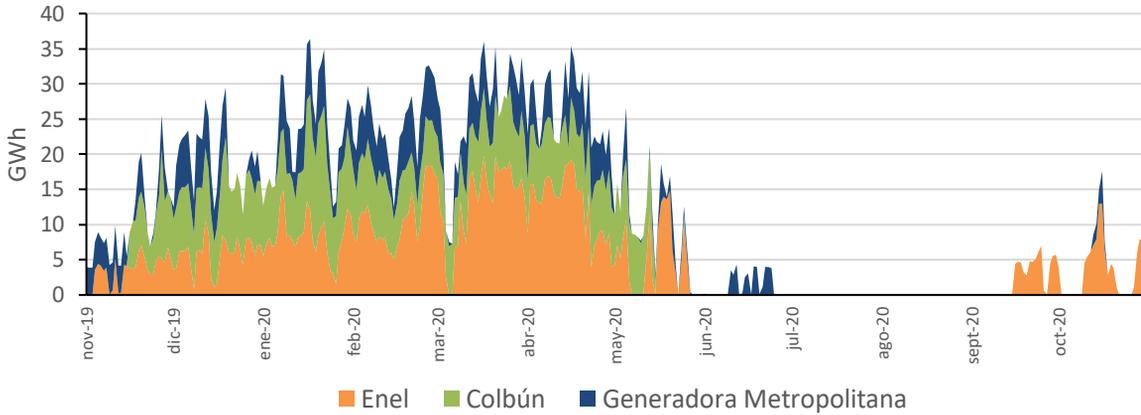
Dichas reducciones son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

Las reducciones mensuales de generación de centrales eólicas y solares desde enero 2019 a octubre 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: 43,5 GWh* (3%)
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:
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:

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

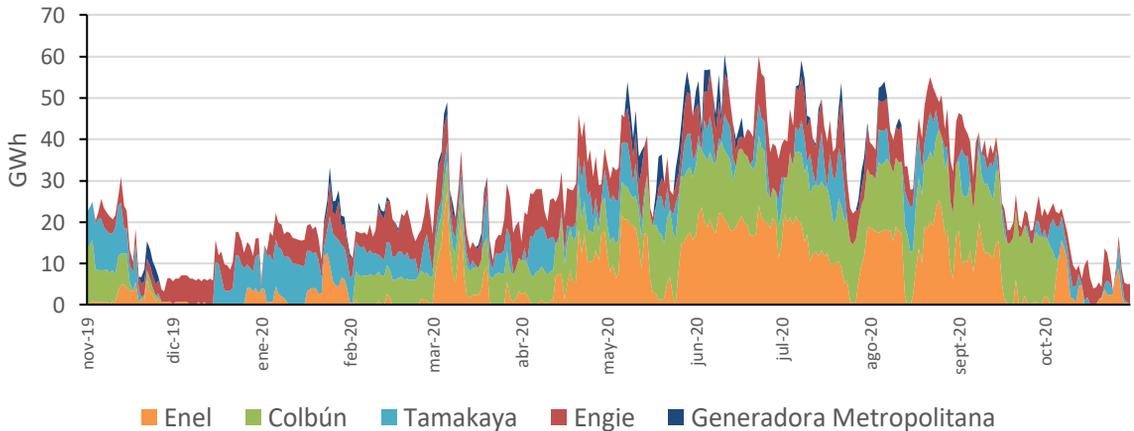
Generación con gas natural argentino últimos 12 meses



En octubre de 2020, se generaron 121 GWh de energía eléctrica en base a gas natural argentino, de la cual un 90,5% es atribuible a la empresa Enel, 0,1% a Colbún, y un 9,4% a Generadora Metropolitana.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones últimos 12 meses

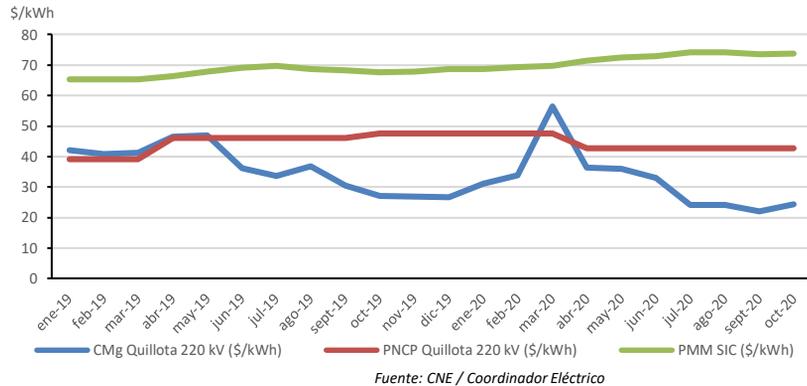


En octubre de 2020, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 379 GWh, lo que representó el 5,9% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 28,7% se atribuye a Enel, un 15,8% se atribuye a Colbún, un 21% se atribuye a Tamakaya, un 34,1% a Engie, y el 0,4% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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



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

Precio Nudo Quillota 220 kV	42,8
Precio Nudo Crucero 220 kV	42,2
PMM SEN	73,7

Fuente: CNE

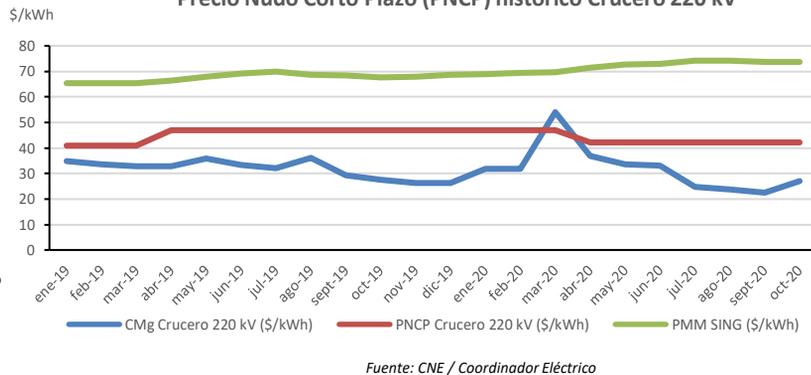
Costos marginales promedio octubre (\$/kWh)

Crucero 220 kV	27,0
Cardones 220 kV	25,1
Pan de Azúcar 220 kV	24,4
Quillota 220 kV	24,3
Charrúa 220 kV	23,2
Puerto Montt 220 kV	24,4

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 Corto Plazo (PNCP) histórico Crucero 220 kV*



Noticias Sistema Eléctrico Nacional

Descarbonización acelerada: Coordinador Eléctrico proyecta escenarios con costo marginal de hasta 570 USD/MWh

Estudios de operación horaria del sistema estiman que esto se podría producir en algunas horas de la noche ante el retiro de todas las unidades a carbón a 2025, según se mostró en la 2° Jornada Técnica 2020 realizadas por el organismo.

El Coordinador Eléctrico Nacional proyectó que un supuesto escenario de retiro de todas las unidades a carbón del sistema eléctrico en 2025 podría generar niveles de costos marginales de hasta US\$570 MWh en algunas horas de la noche, con promedios cercanos a los US\$390 MWh, de acuerdo con los estudios de operación horaria.

Estos resultados son parte del estudio sobre descarbonización acelerada que se presentaron en las 2° Jornada Técnica que realizó el organismo coordinador, el que estuvo a cargo del gerente de Operaciones, Ernesto Huber, quien mostró diferentes escenarios de operación para el sistema eléctrico.

Fuente: Revista Electricidad (03/11/2020)

Generadoras de Chile: Capacidad instalada solar y eólica superó al parque a carbón

Según el documento gremial, ambas tecnologías renovables suman 5.576 MW de potencia instalada entre Arica y Chiloé, con lo que superan los 5.192 MW que tienen las centrales termoeléctricas a carbón, lo que seguirá en aumento si se considera que las centrales fotovoltaicas en construcción totalizan otros 3.493 MW, mientras que las eólicas suman 2.211 MW, en proyectos que estarán en operaciones de aquí a fines de 2023.

El total instalado de la generación solar fotovoltaica actualmente llega a 3.256 MW, en tanto que la energía eólica tiene 2.320 MW operando en el Sistema Eléctrico Nacional, mientras que en etapa de pruebas la primera tecnología anota 97 MW y la segunda 290 MW.

El reporte del gremio registra 102 centrales de generación en construcción, las que totalizan 7.389 MW, con una inversión acumulada de US\$13.338 millones.

Fuente: Revista Electricidad (04/11/2020)

BALANCE ERNC A SEPTIEMBRE 2020

Balance ERNC septiembre 2020

Total retiros afectos a obligación (GWh)	4586,7
Obligación ERNC (GWh)	444,9
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	9,7%
Inyección ERNC (GWh)	1463,6
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	31,9%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en septiembre de 2020 las inyecciones ERNC superaron en **22,2 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIA ERNC

Hidrógeno verde: los mayores intereses que muestran los inversionistas extranjeros por Chile

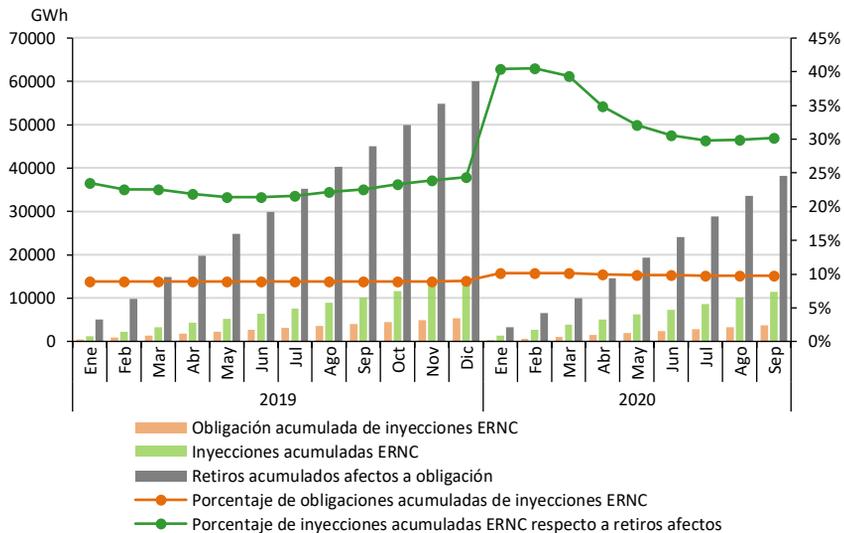
Javier Aldunate, jefe de la Oficina de Relaciones Internacionales del Ministerio de Energía, se muestra conforme con los resultados que obtuvo el Summit de Hidrógeno Verde, donde se registraron más de 4.000 personas conectadas durante la segunda jornada del evento, que contó con especialistas nacionales y extranjeros.

“Partimos con una ronda con Alemania, luego Estados Unidos, Canadá, China, Japón, UK y Australia. El interés no se detiene: si antes buscábamos nosotros generar estas instancias, ahora se ha generado un posicionamiento nacional que hace que diferentes países manifiesten su interés en tener estas instancias.”

Lo que más llama la atención a los asistentes son los bajos costos a los que podría llegar la producción de hidrógeno verde en Chile. Por estar tan lejos se pensaría que no podríamos ser un país competitivo en esta industria, pero estudios de McKinsey estiman un precio cercano a los US\$1,5 por kg gracias al potencial renovable de nuestro país.

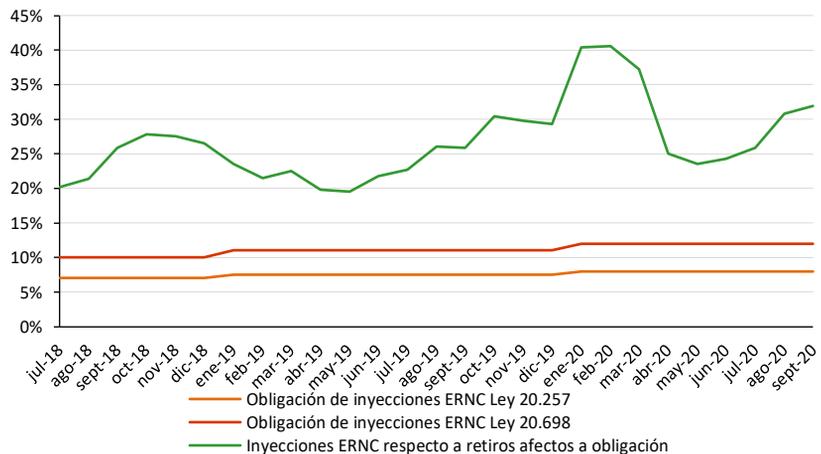
Fuente: Revista Electricidad (05/11/2020)

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



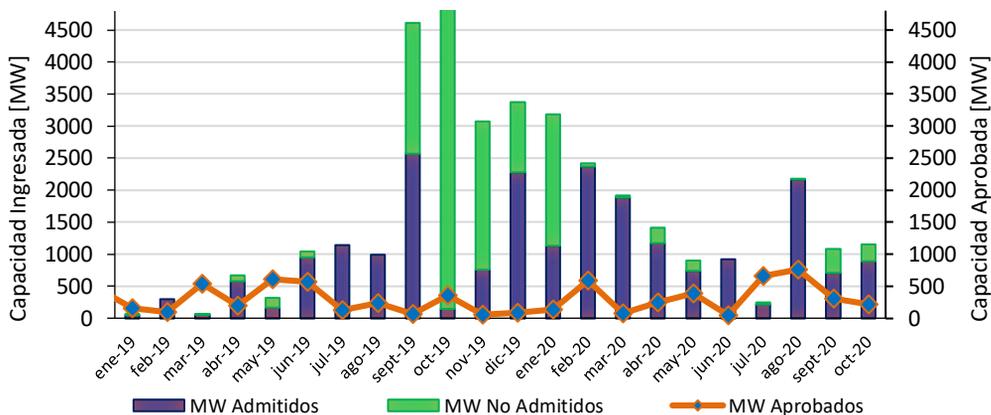
Fuente: Coordinador Eléctrico

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 2020 a septiembre 2020, corresponden a **38,2 (GWh)**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2020 a septiembre 2020, correspondió a **3,7 (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 septiembre 2020, fueron de **11,5 (GWh)**, lo que corresponde a un **30,2%** 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 octubre 2020

Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en octubre de 2020 ingresaron un total de 1359,8 MW de potencia. Se registraron 212,7 MW aprobados.

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

Proyectos Aprobados en el SEIA en octubre 2020

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico San Bernardo PMGD	PV Power Chile SpA	8,5	Solar	21-04-2020
PSFV Maimalcán	PS Maimalcán SpA.	9,0	Solar	23-03-2020
Proyecto Fotovoltaico La Sierra	El Condor Solar SpA	9,0	Solar	23-03-2020
Peñon Solar	Enlasa Generacion Chile S.A.	9,0	Solar	23-03-2020
Nueva Central Solar Fotovoltaica GENOVA	GENOVA SOLAR SPA	9,0	Solar	20-03-2020
PMGD La Montaña	SOCIEDAD ENERGIAS RENOVABLES EL QUILLAY SPA	9,0	Solar	21-02-2020
Parque fotovoltaico Michilla	Michilla Solar SpA	9,0	Solar	20-02-2020
Parque Fotovoltaico Maquehue	LUZ DE SOL 1 SPA	9,0	Solar	23-08-2019
Parque Fotovoltaico La Pena	La Pena Solar SpA	9,0	Solar	24-12-2019
Planta Fotovoltaica Arica 9 MW	GREENERGY RENOVABLES PACIFIC LIMITADA	9,0	Solar	20-12-2019
Central Pinarens	Eléctrica Pinarens Ltda.	9,0	Diesel	20-12-2019
Parque Fotovoltaico Imperial Solar	Andrés Pablo Vásquez Mena	9,0	Solar	18-11-2019
Parque Frontera Solar	INVERSIONES FRONTERA SOLAR SPA	105,3	Solar	21-10-2019

Proyectos en Calificación en el SEIA en octubre 2020

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Solar Liguaen	Grupo energy Lancuyen spa	6,0	Solar	30-10-2020
Planta Solar Lirios	Grupo energy Lancuyen spa	9,0	Solar	30-10-2020
Planta Solar El Peumo	Grupo energy Lancuyen spa	9,0	Solar	23-10-2020
EIA Parque Eólico La Punta	Proyecto La Punta SpA	364,0	Eólico	22-10-2020
Ampliación Parque Solar Rinconada Sur	SLK CB Nueve SpA.	0,5	Solar	22-10-2020
Proyecto Fotovoltaico El Ingenio	Parque Solar Altos Lao SpA	8,6	Solar	22-10-2020
Planta Solar Santa Teresita	Grupo energy Lancuyen spa	9,0	Solar	22-10-2020
Parque Eólico Rarinco	Energía Renovable Verano Tres SpA	198,0	Eólico	22-10-2020
Lontué 2	Grupo energy Lancuyen spa	6,0	Solar	22-10-2020
PMGD Cónдор La Ligua II	PARQUE FOTOVOLTAICO LA LIGUA SPA	6,0	Solar	21-10-2020
Parque Fotovoltaico Cantillana	PV Power Chile SpA	8,5	Solar	21-10-2020
Parque Solar Fotovoltaico Arrebol	Amunche Solar SpA	9,0	Solar	21-10-2020
PARQUE SOLAR OXUM DEL TAMARUGAL	GENERADORA Y DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA OXUM SPA	255,5	Solar	18-10-2020

Proyectos no Aprobados en el SEIA en octubre 2020

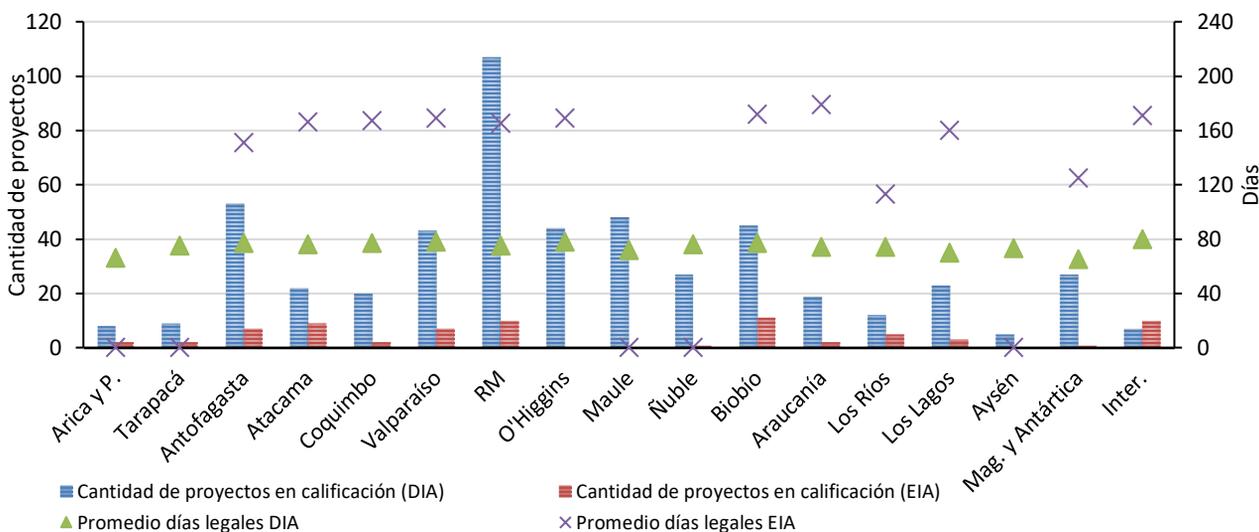
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
PARQUE EÓLICO OVEJERA SUR	Parque Eólico Ovejera Sur SpA	258,0	Eólico	18-03-2020

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 septiembre de 2020.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

Noticias

En 2024 los autos eléctricos costarán lo mismo que los convencionales

Un análisis prospectivo del banco suizo UBS pronostica que la fabricación de automóviles eléctricos costará lo mismo que los automóviles convencionales en 2024. La clave, como siempre, reside en el costo de las baterías, pues supone el 40% del costo de un auto eléctrico.

El factor clave será la reducción de los precios de las baterías por debajo de US\$100 por kWh, una barrera que los analistas creen que se superará en 2022 (fabricantes como Tesla están muy cerca de conseguirlo). Dos años después llegaría la esperada paridad.

Así, en 2022, los analistas pronostican que el sobrecosto que implica fabricar un coche eléctrico en comparación con uno de combustión sería de solo 1.600 euros. Como ejemplo, se cita el caso del Volkswagen Golf, cuyo precio en Europa parte de los 28.000 euros, mientras que su equivalente 100% eléctrico, el Volkswagen ID 33, se vende a partir de los 36.000 euros.

A nivel mundial, la entidad pronostica que la participación de este tipo de automóviles en el mercado alcanzará el 17% para 2025, mientras que para 2030 ya deberían representar el 40% de las ventas mundiales.

Fuente: Revista Electricidad (04/11/2020)

Generadoras: 99% de los proyectos en calificación ambiental son energías renovables

El 99% de los proyectos de generación eléctrica que se encuentran en calificación dentro del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) son energías renovables, mientras que el 1% pertenece a iniciativas que buscan usar derivados del petróleo en sus iniciativas, los cuales totalizan 138 MW de capacidad instalada, con una inversión estimada de US\$64,6 millones, de acuerdo con los datos del boletín mensual del sector que elabora Generadoras de Chile.

Según el documento gremial, los proyectos de energías renovables que están en tramitación suman 12.880 MW de capacidad instalada, con una inversión total de US\$17.976 millones, los cuales son encabezados por las tecnologías solar fotovoltaica, que representa un 55,2%, equivalentes a 7.183 MW, con una inversión de US\$6.903 millones.

En segundo lugar se ubican las iniciativas eólicas, con una potencia instalada acumulada de 3.680 MW, con una inversión contemplada de US\$4.280 millones, seguida se proyectos fotovoltaicos-termosolares, que suman 2.014 MW, con una inversión total de US\$6.789 millones. Finalmente están los proyectos hidráulicos de pasada, con un total de 3 MW y una inversión de US\$4,5 millones.

Fuente: Revista Electricidad (05/11/2020)

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 9.907 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 1.124 MW para el año 2030.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 728 MW entre instalaciones Diésel y de Biomasa antes de 2021, y no más termoeléctricas desde ese año en adelante.

Para el año 2030, se estiman 4.709 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

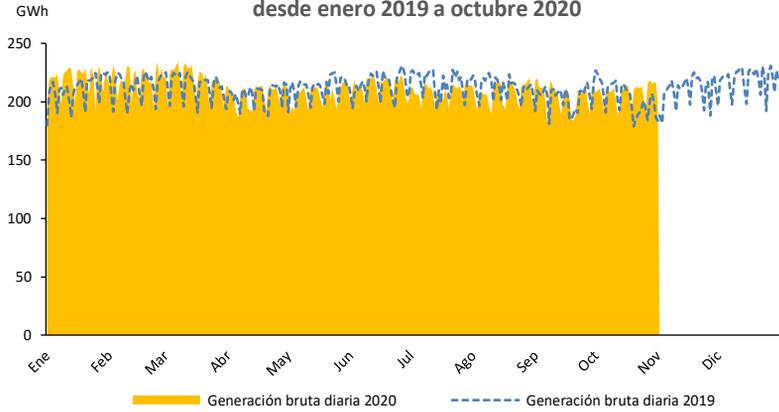
Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.313 MW al año 2030.

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

Fuente: ITD Primer Semestre 2020, CNE

GENERACIÓN Y PROYECCIÓN

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN (MWh)

2017	10.360
2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900

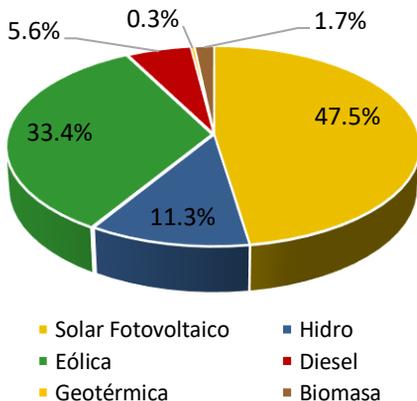
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Sep 2020	Rec.
Eólica	2.320	3.313
Geotermia	45	33
Hidro	6.389	1.124
Solar	3.256	4.709
Termosolar	0	0
Térmico	13.389	728
Total	25.848	9.907

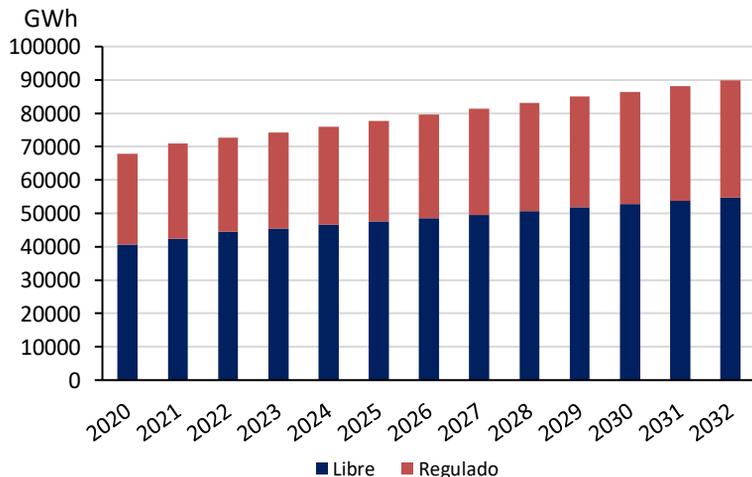
Fuente: ITD Segundo Semestre 2020, CNE

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 (MW)	Entrada en operación estimada
Tolpán Sur (Eólica)	84	Nov-20
Cabo Leones Etapa II (Eólica)	206	Nov-20
Pajonales (Diesel)	100	Nov-20
Parque Fotovoltaico San Pedro	106	Nov-20

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Usya (Solar)	64	Nov-20
Combarbalá (Diesel)	75	Dic-20
Central Prime Los Cóndores (Diesel)	100	Dic-20



Las nuevas indicaciones que buscan cambiar el proyecto de descarbonización acelerada

Una serie de indicaciones ingresaron la primera semana de noviembre al llamado proyecto de ley de descarbonización acelerada, que busca prohibir la instalación y el funcionamiento de las centrales termoeléctricas a carbón desde el 31 de diciembre de 2025, el cual se tramita en la Cámara de Diputados y cuyo texto fue aprobado en general por la sala de la corporación.

La primera de las indicaciones fue ingresada por cuatro diputados (Miguel Ángel Calisto, Miguel Mellado, Leopoldo Pérez y Francisco Eguiguren), en que se plantea modificar el único artículo de la iniciativa legal, proponiendo que se elimine la palabra “funcionamiento”, con lo cual el proyecto -de aprobarse con esta indicación- solamente prohibiría la instalación de nuevas centrales a carbón. También está la indicación del diputado Juan Luis Castro, que propone agregar al artículo: “Para el cierre de la planta, se requerirá que el Ministerio de Energía, de manera conjunta con el Ministerio del Trabajo, con una antelación de a lo menos seis meses, publiquen un plan de empleo para los trabajadores que terminarán su contrato de trabajo producto de la aplicación de esta ley.

Posteriormente, de acuerdo con lo informado por la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la Cámara Baja, el diputado Francisco Eguiguren propuso varias indicaciones, entre las cuales está una que señala la prohibición de funcionar para aquellas centrales a carbón que tengan “más de 30 años de operación en el sistema eléctrico”, las cuales tendrán un plazo máximo de tres años para su término”, añadiendo que el plazo máximo de cierre para el este parque termoeléctrico sea hasta el 31 de diciembre de 2039. Otra indicación es la del diputado Calisto, quien plantea incorporar la prohibición de instalación y funcionamiento para “todo tipo de centrales termoeléctricas en base a hidrocarburos como fuente de energía”.

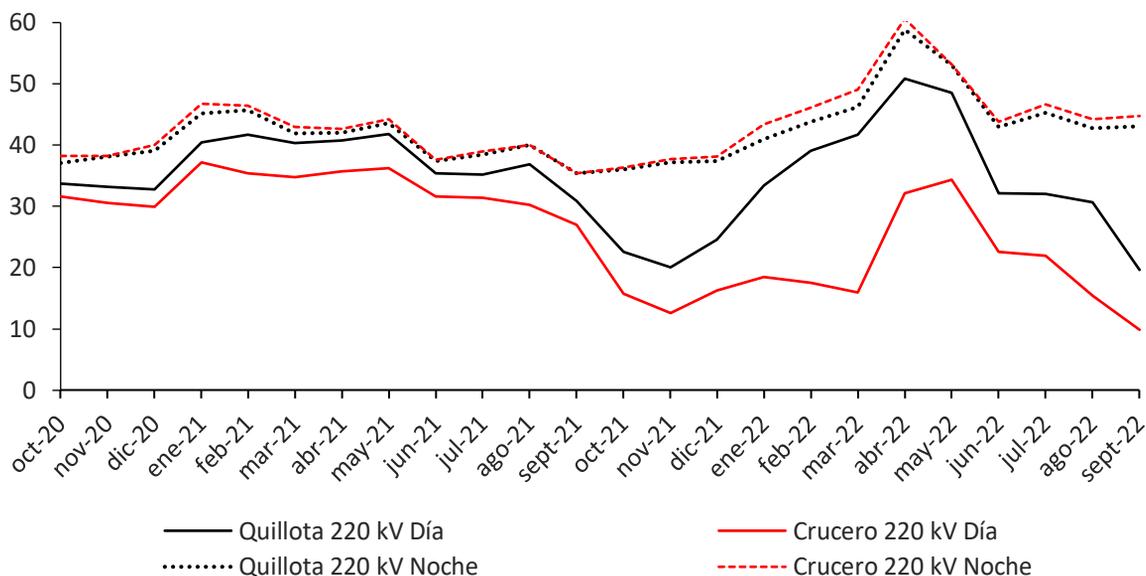
Finalmente, los diputados Félix González, presidente de la comisión legislativa, y Alejandra Sepúlveda ingresaron una indicación que señala que la prohibición de instalación y funcionamiento de las centrales a carbón comience desde el 31 de diciembre de 2021, adelantando en cuatro años el plazo previsto en el proyecto de ley original.

Fuente: Revista Electricidad (09/11/2020)

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


ÁREAS DE TRABAJO

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

www.valgesta.com

De la figura anterior, inicialmente se observa una tendencia a la disminución de los costos marginales esperados, lo que se debe principalmente a la disponibilidad de energía proveniente de fuentes renovables solares FV y eólicas ubicadas al norte del sistema. A esto se agrega el ingreso de centrales renovables en los próximos meses.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Quillota es 34,2 US\$/MWh y en la barra Crucero 220 kV 23,9 US\$/MWh.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Quillota es 43,2 US\$/MWh y en la barra Crucero 220 kV 44,4 US\$/MWh.

Cabe mencionar que dada la incertidumbre de las variables significativas del sistema, tales como condiciones hidrológicas, materialización de proyectos, entre otras, estas proyecciones podrían cambiar.

La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.

ESTADÍSTICAS PRECIO ESTABILIZADO A CLIENTES REGULADOS (PEC)

¿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 que 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 finales de junio 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

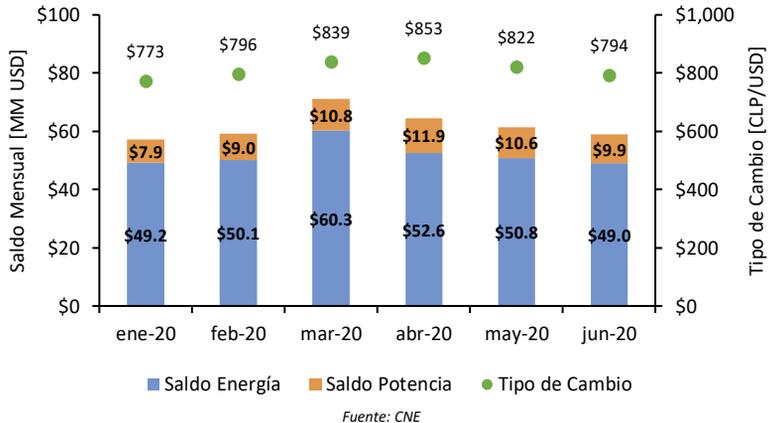
Estado actual del mecanismo y proyección de saldos acumulados

El dólar tarifario de la fijación del primer semestre de 2020 fue de 694,38 CLP/USD, mientras que el dólar promedio del mismo semestre, según el Banco Central, fue de 812,76 CLP/USD. Además, se definió un factor de ajuste de energía de 87,5% y un factor de ajuste de potencia de 91,3%. Producto de lo anterior, dentro de este período se acumularon para el SEN 372,25 MM USD por diferencias de facturación, 14,92 MM USD por diferencias por compra y 2,8 MM USD para los sistemas medianos.

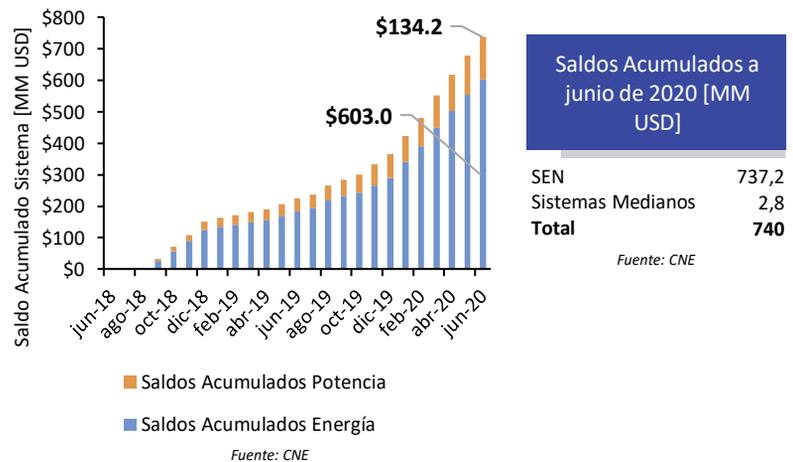
Sumados los montos anteriores a los 350,06 MM USD del período anterior, el mecanismo ha acumulado 740 MM USD hasta junio de 2020, correspondiente a un 54,8% de la totalidad del fondo.

Valgesta Energía, en su proyección, prevé que a finales del segundo semestre de este año, el fondo podría alcanzar un valor acumulado para el SEN entre 916,9 MM USD y 995,8 MM USD. Esto correspondería a una utilización del fondo entre 67,9% y 73,8%, respectivamente.

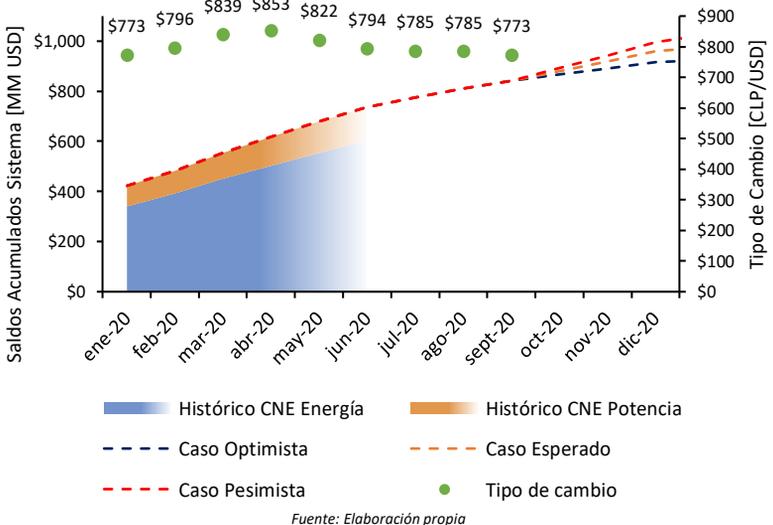
Saldos SEN Mensuales Primer Semestre 2020



Saldos SEN Acumulados a la fecha



Proyección de saldos de los suministradores SEN





www.valgesta.com

