

BOLETÍN

INFORMATIVO



Mantente actualizado a
través de nuestra cuenta

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

ESTADÍSTICAS A FEBRERO 2020

Dólar presiona al fondo que estabiliza cuentas de la luz: en cuatro meses ya llega a la mitad de su techo

Una de las primeras medidas que tomó el gobierno como reacción al estallido social fue estabilizar las cuentas de la luz. La iniciativa, que se aprobó a fines de octubre en el Congreso, buscaba alivianar la carga de los usuarios, pues en 2019 ya se habían concretado dos alzas en las tarifas eléctricas y se preveían otros ajustes.

La fórmula que utilizó la autoridad fue crear un fondo que estabiliza las tarifas y que tiene un tope de US\$1.350 millones o hasta llegar a junio de 2023. Este fondo registra los recursos no percibidos por las eléctricas por los incrementos no traspasados a público, los que serán devueltos cuando entren en vigencia contratos de suministro eléctrico más baratos, principalmente renovables, lo que se espera para los próximos años. Ahí la operación es al revés: las bajas que corresponderían no se ejecutan, manteniéndose las tarifas y compensándose por esa vía a las eléctricas.

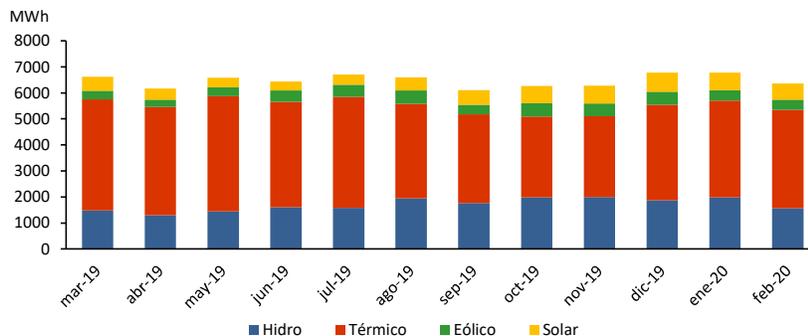
Sin embargo, el alza que ha mostrado el tipo de cambio en los meses recientes, está jugando en contra del mecanismo. Así, y en tan solo cuatro meses, este fondo ya ha acumulado unos US\$638 millones, lo que representa el 47% del total. Esto, según el seguimiento que realiza la consultora Valgesta para este proceso.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) calculó el fondo con un tipo de cambio entre \$700 y \$720, pero la cifra ha sido superior en los últimos meses (desde octubre a la fecha), pues el valor promedio en el período es de \$778. Como efecto del estallido social, en octubre y noviembre el dólar fluctuó sobre los \$800. Luego bajó, pero subió de nuevo con la aparición del coronavirus a partir de enero.

Los analistas no esperan que el dólar vuelva a los niveles previos al 18 de octubre. Incluso, según el consenso de Bloomberg, el mercado no lo ve bajo \$750 en todo lo que resta de este año.

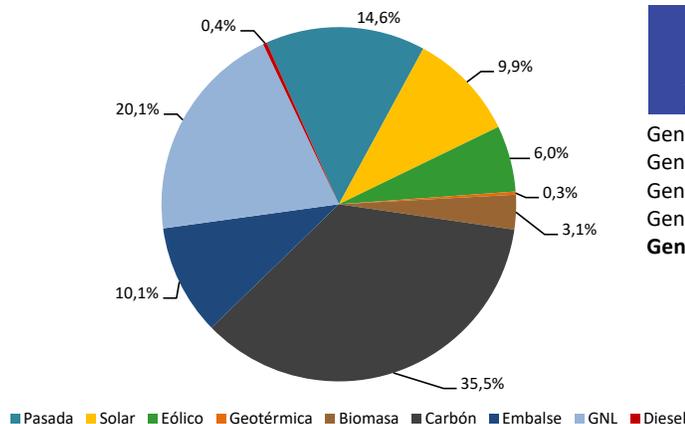
Fuente: La Tercera (26/02/2020)

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

Composición del despacho en febrero 2020

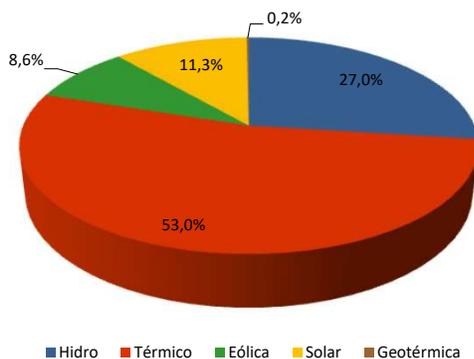


Fuente: Coordinador Eléctrico

Despacho de generación (GWh)

Generación Térmica	3.779
Generación Hidráulica	1.571
Generación Eólica	383
Generación Solar	630
Generación Total	6.363

Capacidad instalada SEN a febrero 2020



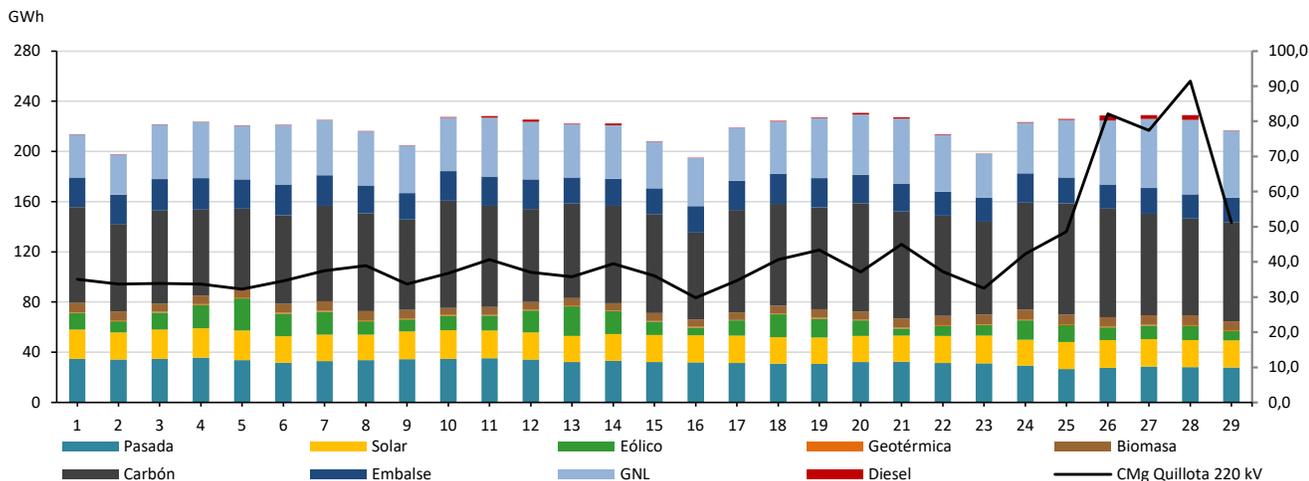
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad instalada SEN (MW)

Hidro	6.823
Térmico	13.380
Eólica	2.162
Solar	2.848
Geotermia	45
Total	25.258

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV, febrero 2020

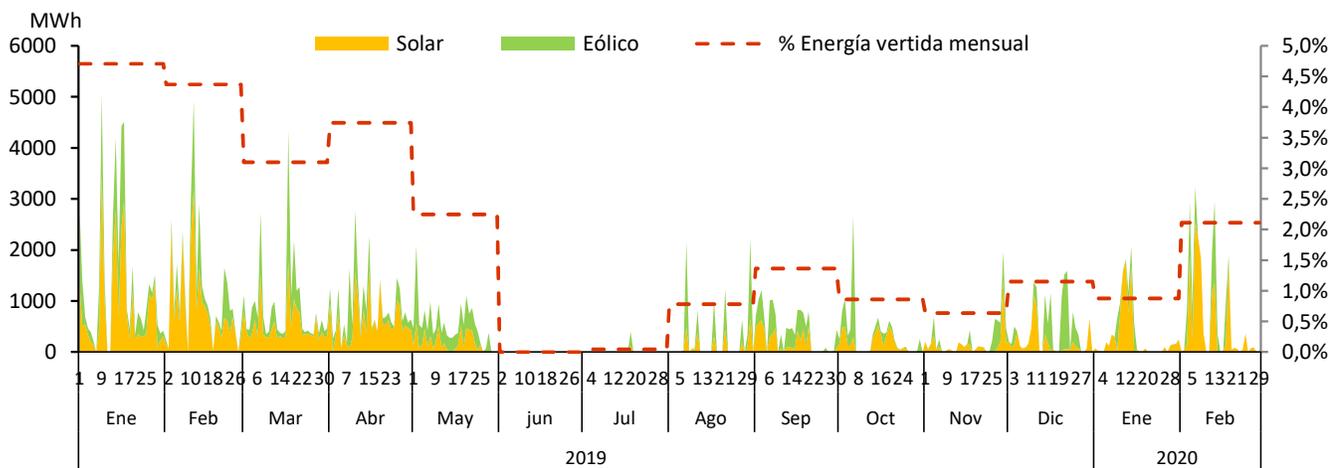


En el mes de febrero de 2020, el total de energía generada en el SEN alcanzó los 6.363 GWh, siendo un 56% generada por centrales térmicas, el 25% de la energía fue aportada por centrales hidráulicas, un 10% fue generada por centrales solares, un 6% fue generada por centrales eólicas, un 3,1% fue generada 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 42,5 US\$/MWh.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Vertimientos de generación ERNC de enero 2019 a febrero 2020



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

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 febrero 2020 que se observaron son:

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

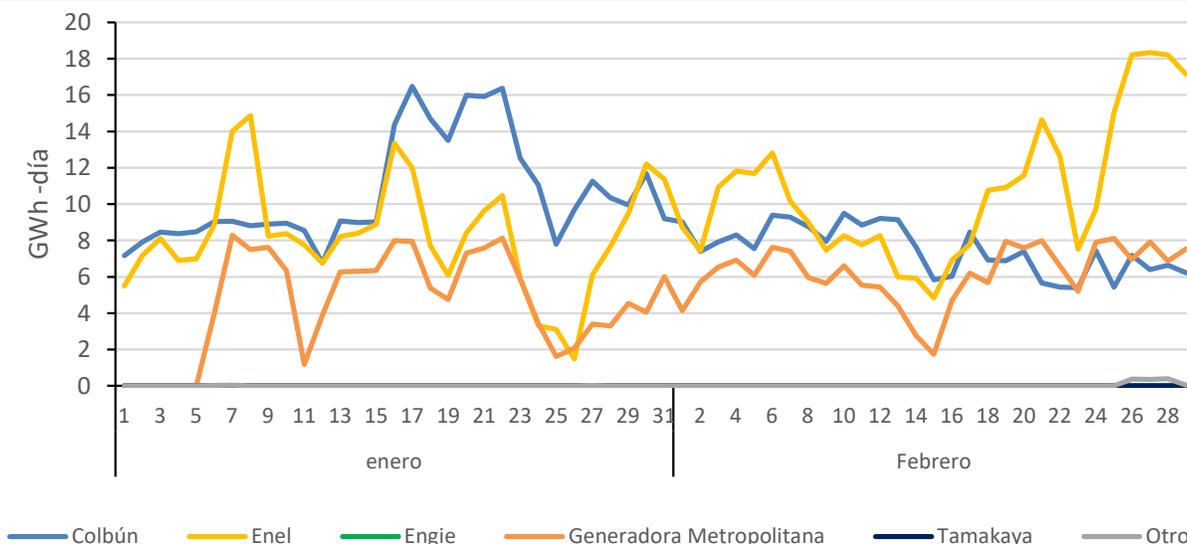
2019

2020

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

Fuente: Coordinador Eléctrico

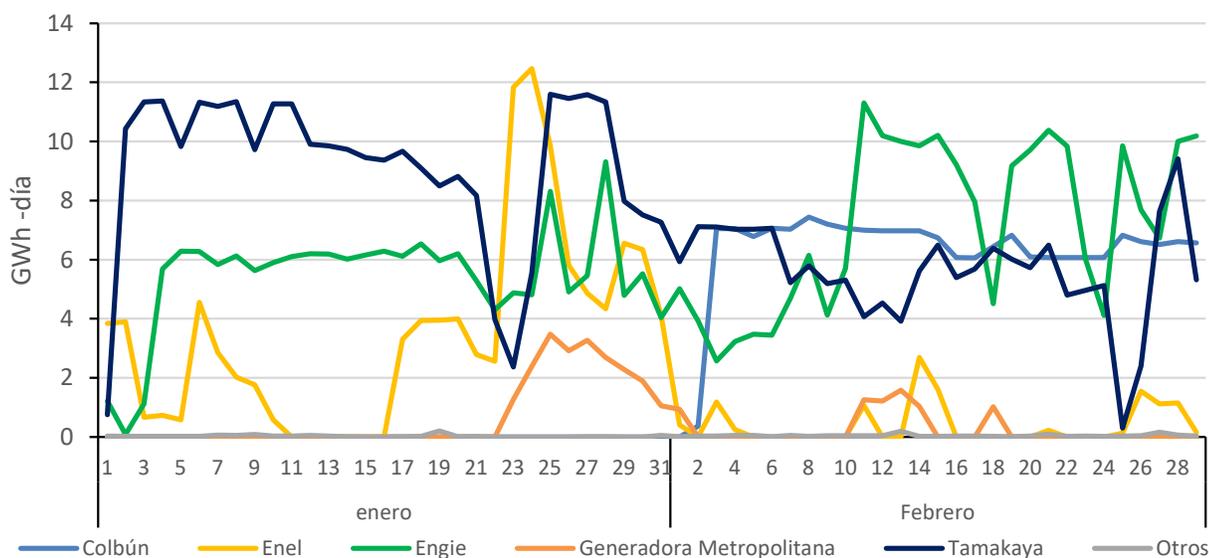
Generación con gas natural argentino



En el mes de febrero de 2020, la generación de centrales GNL abastecidas con gas argentino fue de 709 GWh, lo que representó el 11,1% de la generación total del SEN. Estas inyecciones se atribuyen a las empresas: Enel con una participación del 44%, Colbún con un 31% y Generadora Metropolitana con un 25%.

Estas inyecciones representaron el 55% de la generación total de centrales a GNL en el SEN.

Generación con Gas Natural desde terminales Quintero y Mejillones



En el mes de febrero de 2020, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 573 GWh, lo que representó el 9,0% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 37% se atribuye a Engie, un 32% se atribuye a Colbún, un 28% se atribuye a Takamaya, y el resto a otras empresas generadoras con una menor participación.

Estas inyecciones representaron el 45% de la generación total de centrales a GNL en el SEN.

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Quillota 220 kV	68,9
Crucero 220 kV	67,8
PMM SEN	87,0

Fuente: CNE

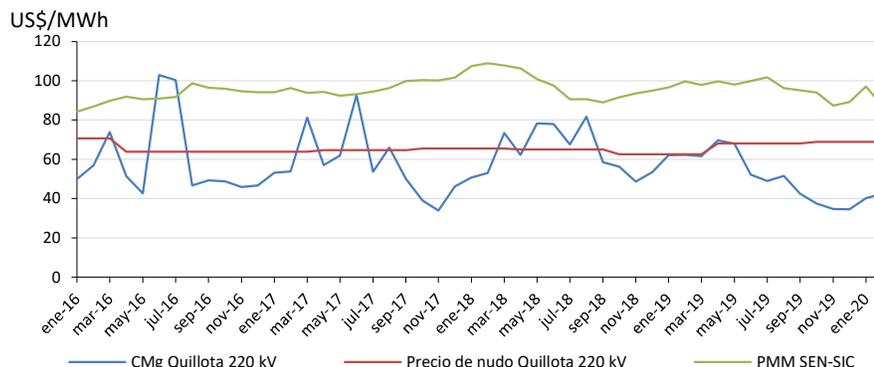
Precios de electricidad promedio (US\$/MWh)

CMg Crucero 220 kV	40,1
CMg Cardones 220 kV	42,0
CMg Pan de Azúcar 220 kV	40,8
CMg Quillota 220 kV	42,5
CMg Charrúa 220 kV	42,5
CMg Puerto Montt 220 kV	55,1

Fuente: Coordinador Eléctrico

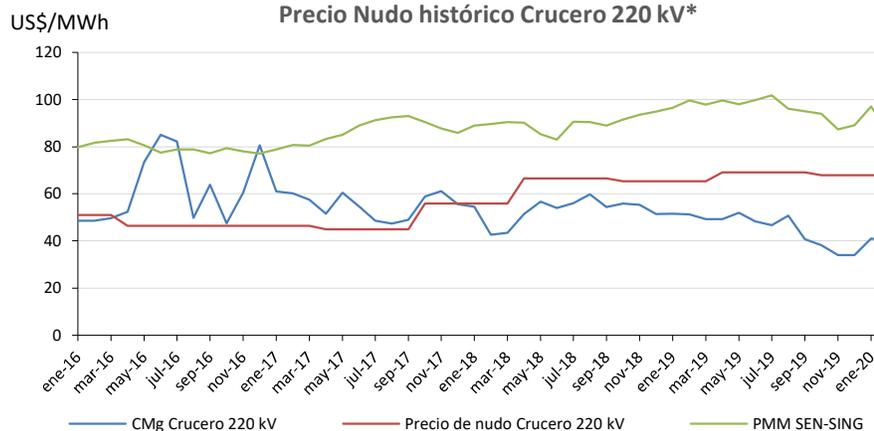
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado hasta junio 2018 corresponden a SEN-SING y SEN-SIC, luego de dicho mes, corresponden a PMM del SEN.

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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

Noticias Sistema Eléctrico Nacional

CNE fija disposiciones técnicas del mecanismo de estabilización de tarifas eléctricas

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó la resolución exenta 72, en que se establecen las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley 21.185, que creó el mecanismo de estabilización de precios de las tarifas eléctricas destinadas a clientes regulados, en que se señala que este instrumento regirá «hasta se paguen todos los Saldos originados por aplicación del mismo, lo que deberá verificarse, a más tardar, el 31 de diciembre de 2027».

La resolución también indica que hasta el 31 de diciembre de 2020, los precios que las distribuidoras «podrán traspasar a sus clientes regulados corresponderán a los niveles de precios de nudo de energía y potencia promedio en nivel de distribución para cada Concesionaria contenidos en el Decreto 20T. «En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término de la vigencia del Mecanismo de Estabilización, los precios que las Distribuidoras podrán traspasar a sus clientes regulados corresponderán al «PEC Ajustado», el cual se determinará como el PEC indexado por IPC. A estos efectos, el valor del IPC a utilizar en cada fijación semestral corresponderá al valor mensual del referido índice del cuarto mes anterior al de inicio de vigencia de las tarifas correspondientes. En concordancia con lo anterior, el valor base del IPC corresponderá al valor mensual del mes de septiembre de 2020», se agrega.

Fuente: Revista Electricidad (09/03/2020)

Costo de energía de dispara por cortes de gas argentino y menor disponibilidad hídrica

El costo de la energía en el sistema eléctrico chileno se ha incrementado desde inicios de marzo, afectando a las grandes consumidoras de este recurso, como industriales, mineras y las propias generadoras eléctricas.

La combinación de varios factores explica que en los últimos días el costo marginal -que corresponde al costo con el que opera la central menos eficiente del sistema y que a su vez marca el precio al que la electricidad se comercializa a nivel mayorista en el sistema- ha marcado peaks por sobre los US\$140 por MWh, valor que más que duplica el nivel habitual de este indicador.

A un cuadro donde la escasez hídrica, que se ha visto agudizada por el fin de la época de deshielo, se sumó a la indisponibilidad de algunas centrales clave para la operación del sistema, se añadió un corte en los envíos de gas natural argentino, medida motivada por un aumento en la demanda eléctrica interna, debido a una ola de calor que afecta al país vecino, donde, si bien la producción de gas ha aumentado, aún existen restricciones en la capacidad de los gasoductos para transportar el hidrocarburo.

Fuente: El Mercurio (10/03/2020)

BALANCE ERNC A DICIEMBRE 2019

Balance ERNC diciembre 2019

Total retiros afectos a obligación (GWh)	5.115
Obligación ERNC (GWh)	466,5
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	9,1%
Inyección ERNC (GWh)	1.529
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	29,9%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en diciembre de 2019 las inyecciones ERNC superaron en **20,8 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIA ERNC

Efecto sequía: generación hídrica anota su menor aporte en verano desde que existe registro

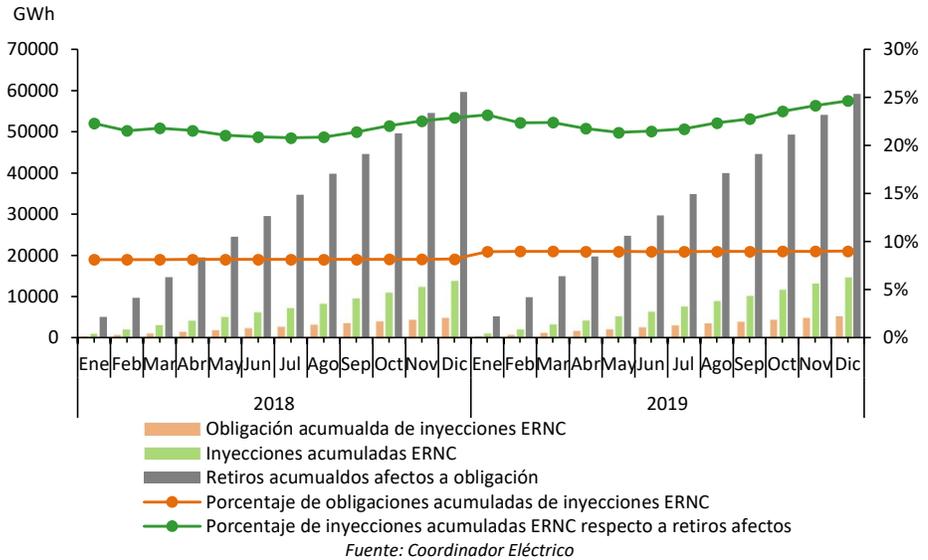
La sequía también ha golpeado al sector energético. Así lo dejan ver las cifras del Coordinador Eléctrico, que arrojan que en los meses de verano de este año (diciembre, enero y hasta el 15 de febrero, para el caso de 2020), la generación hidroeléctrica está teniendo una fuerte baja en comparación al mismo periodo de los años anteriores.

Se trata de un cambio de escenario respecto a los años anteriores, pues históricamente es en verano donde, producto de los deshielos, la producción hidroeléctrica sube. En lo que va del trimestre diciembre-febrero de la presente temporada la hidroelectricidad representa el 27,9% del total de producción eléctrica, mientras que el año pasado fue el 32,5%.

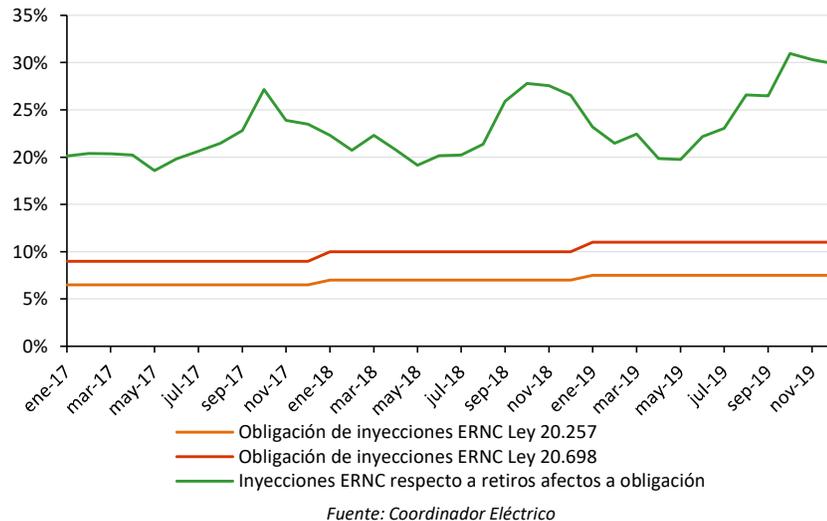
Al respecto, el director de estudio de Acera, sostuvo que lo primero que se debe hacer es tomar conciencia de la crisis climática que se enfrenta y acelerar lo más posible la transición energética. "Eso significa abrir espacio a las nuevas tecnologías renovables que no han podido lograr un alto desarrollo en Chile (como CSP o geotermia), impulsar el ingreso del almacenamiento de energía como complemento de las energías variables y dar espacio a los pequeños medios de generación distribuida", señaló.

Fuente: Revista Electricidad (20/02/2020)

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2018 a diciembre 2019



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 2019 a diciembre 2019, corresponden a **59.231 (GWh)**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2019 a diciembre 2019, correspondió a **5.336 (GWh)**, lo que corresponde a un **9,1%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2019 a diciembre 2019, fueron de **14.605 (GWh)**, lo que corresponde a un **24,7%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

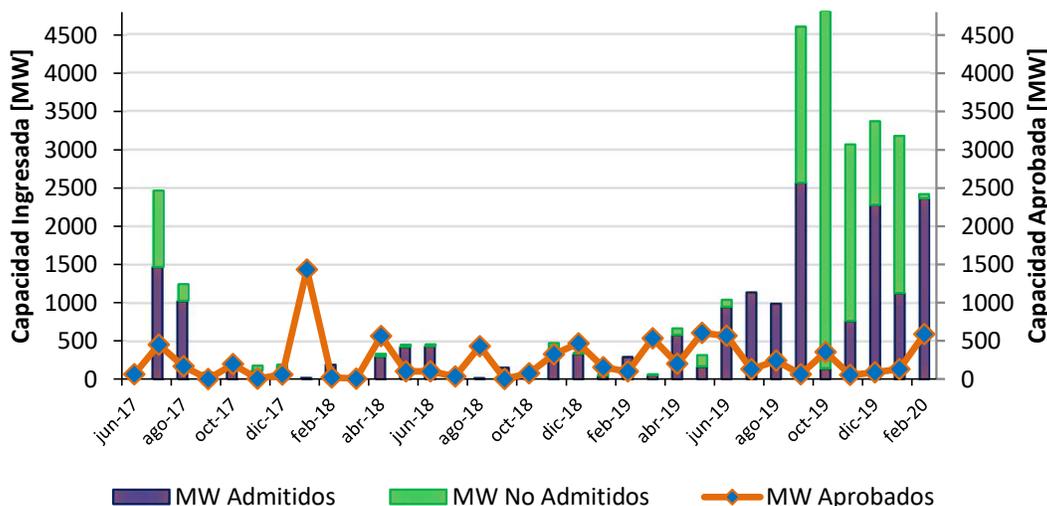
Por último, en el mes de diciembre, las inyecciones ERNC **superaron en 15,6 puntos porcentuales** a las obligaciones.

Observación: Según la ley el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013 los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698, esta señala que para el año 2014 un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2019 la obligación es de un 7,5% y un 11% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Proyectos de generación eléctrica ingresados en el SEIA en febrero 2020

PROYECTOS (MW) EN EVALUACIÓN AMBIENTAL Y APROBADOS



Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en febrero de 2020 ingresaron al SEIA un total de 3,007,53 MW de potencia. Mientras que se registraron 588.75 MW aprobados.

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

Proyectos Aprobados en el SEIA en febrero 2020

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Región	Fecha de Ingreso
Parque Kimal Solar	INVERSIONES KIMAL SOLAR SPA	251	Solar Fotovoltaico	Región de Antofagasta	19-08-2019
Parque Fotovoltaico Los Rastrojos	La Serena Ocho SpA	141	Solar Fotovoltaico	Región de Coquimbo	20-06-2019
Parque Fotovoltaico Alcones	RA SOLAR SpA	115	Solar Fotovoltaico	Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	20-02-2019
Central Solar Fotovoltaica Gran Piquero	GESTIÓN SOLAR S.A.	12	Solar Fotovoltaico	Región de Valparaíso	22-04-2019
Parque Fotovoltaico Curicura	Parque Solar Aurora SpA	11	Solar Fotovoltaico	Región del Maule	24-07-2019
PARQUE FOTOVOLTAICO ROMERO	Parque Solar El Sauce SpA	11	Solar Fotovoltaico	Región del Maule	24-07-2019
Parque Fotovoltaico Ovalle Norte	Parque Solar Ovalle Norte SpA	11	Solar Fotovoltaico	Región de Coquimbo	20-06-2019

Proyectos en Calificación en el SEIA en febrero 2020

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Región	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Horizonte	Colbún S.A.	980	Eólico	Región de Antofagasta	07-02-2020
PARQUE EOLICO EL ALEMAN 2	PARQUE EOLICO EL ALEMAN SpA	14	Eólico	Región de los Ríos	21-02-2020
Parque Fotovoltaico Las Garzas	PFV LAS GARZAS SPA	11	Solar Fotovoltaico	Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	20-02-2020
Parque Solar Fotovoltaico Lun	LUN SPA	11	Solar Fotovoltaico	Región del Maule	21-02-2020
Parque Fotovoltaico Bramada	Parque Solar Tabolango SpA	11	Solar Fotovoltaico	Región de Atacama	20-02-2020

Proyectos no Aprobados en el SEIA en febrero 2020

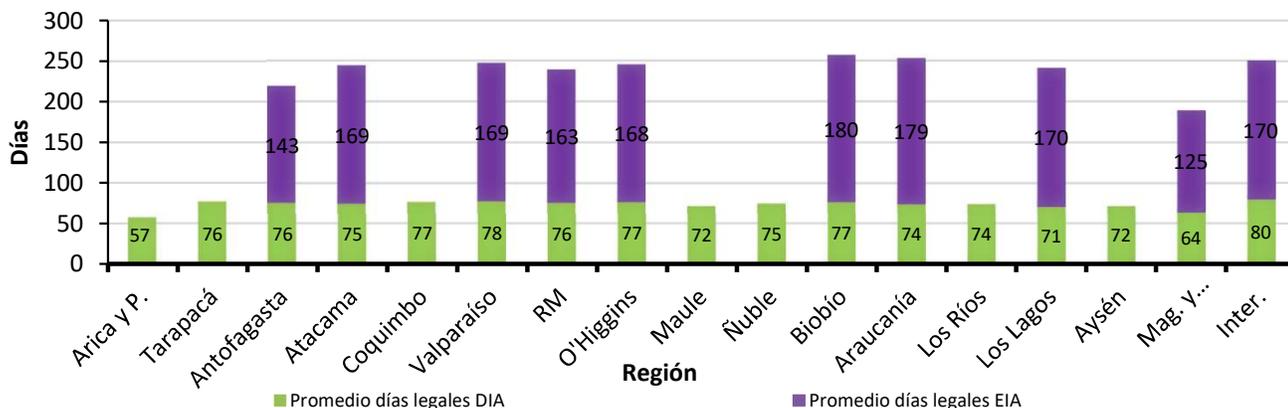
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Región	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico El Rayador	PFV EL RAYADOR SPA	12	Solar Fotovoltaico	Región de Coquimbo	21-02-2020
Parque Solar Collanco	Blue Solar Uno SpA	11	Solar Fotovoltaico	Región del Maule	21-02-2020
Parque solar fotovoltaico Santa Isabel	ORION POWER S.A.	9	Solar Fotovoltaico	Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	20-02-2020
PARQUE EÓLICO LA LUMA	Proyectos Peñaflo SpA	23	Eólico	Región de los Ríos	23-01-2020

Fuente: SEIA (e-SEIA)

Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre enero de 2019 hasta febrero de 2020.

PLAZOS DE EVALUACIÓN



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

Noticias

Las energías renovables, ¿también son víctimas del cambio climático?

Nuevo impuesto verde: la obligación a empresas para reducir y compensar emisiones

Cada día son más los países integrando energías renovables a sus matrices como medida para mitigar los efectos del cambio climático, pero en algunos casos existen ciertos desajustes en los peaks de demanda energética. Por ejemplo la electricidad generada a partir de paneles solares y turbinas eólicas depende de la disponibilidad de sol y viento, y en su ausencia se suple con otra fuente diferente, impulsada en general por combustibles fósiles. Este desequilibrio entre la demanda y la disponibilidad se verá agravado por los frecuentes eventos climáticos extremos que se prevén en los próximos años.

Con la reforma tributaria ya promulgada son varios los cambios que las empresas tendrán que implementar para adecuarse a la nueva legislación, y uno de ellos es el que se refiere al conocido "Impuesto Verde", un gravamen que antiguamente regía sobre la potencia térmica instalada en calderas y turbinas y que ahora se impondrá directamente por la emisión de contaminantes.

Debido a las fluctuaciones climáticas sobre el potencial de la energía renovable y la demanda energética, los científicos identificaron además un descenso de hasta el 34% en el nivel de autonomía del sistema y otro del 20% en los niveles de implementación de energía renovable. "En pocas palabras, el proceso de integración de energía renovable será un gran desafío debido a las variaciones climáticas futuras del clima y los fenómenos extremos", comenta Dansun Perera.

«Esta reforma permitirá que empresas agroindustriales, de consumo muy estacional, pero alta potencia instalada, puedan dejar de pagar impuestos a las emisiones, si emiten por debajo de los límites anuales establecidos en la reforma. Por otro lado, empresas que hoy no pagaban impuestos, como por ejemplo empresas con calderas de menor tamaño pero consumo alto anual, lo comenzarán a hacer el 2023», afirmó Francisco Neira.

Las consecuencias podrían ser muy costosas para las ciudades y las zonas urbanas, donde en la actualidad residen 3.500 millones de personas que consumen dos tercios de la energía primaria global y producen el 71 % de las emisiones de gases de efecto invernadero globales relacionadas directamente con la energía.

Según Neira, «lo positivo es que los plazos que tienen las empresas para adecuarse a esta nueva normativa son bastante razonables y si implementan las modificaciones necesarias lo antes posible serán más competitivas frente a quienes enfrenten la ley sin sus emisiones en orden», afirma el experto de Efizity. Además la legislación agrega la posibilidad de compensar emisiones. Hay que esperar la publicación del reglamento para conocer la metodología que regirá a contar del 24 de febrero de 2023.

Fuente: Revista Electricidad (19/02/2020)

Fuente: ElectroMOV (12/03/2020)

Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre 2020

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre del 2020, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2030 de 3.765 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 100 MW para el año 2030.

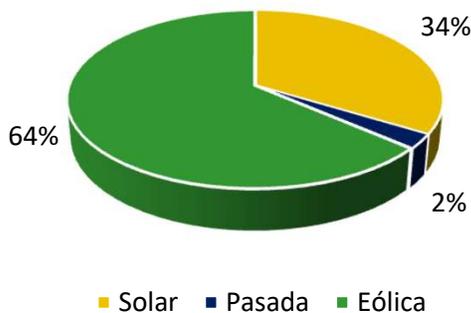
Con respecto a centrales térmicas, la CNE no consideró centrales adicionales cuyo combustible principal sea Carbón, Diésel o GNL.

Para el año 2030, se estiman 1.267 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 2.398 MW al año 2030.

Fuente: ITD Primer Semestre 2020, CNE

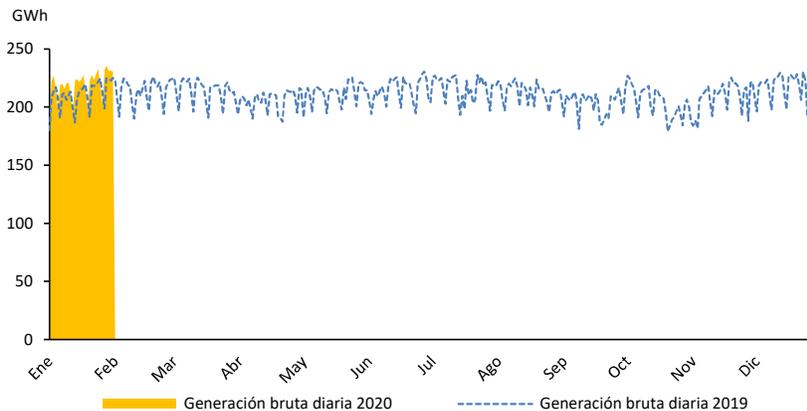
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2030



Fuente: ITD Primer Semestre 2020, CNE

GENERACIÓN Y PROYECCIÓN

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN

2017	10.360 MWh
2018	10.776 MWh
2019	10.746 MWh
2020	10.892 MWh

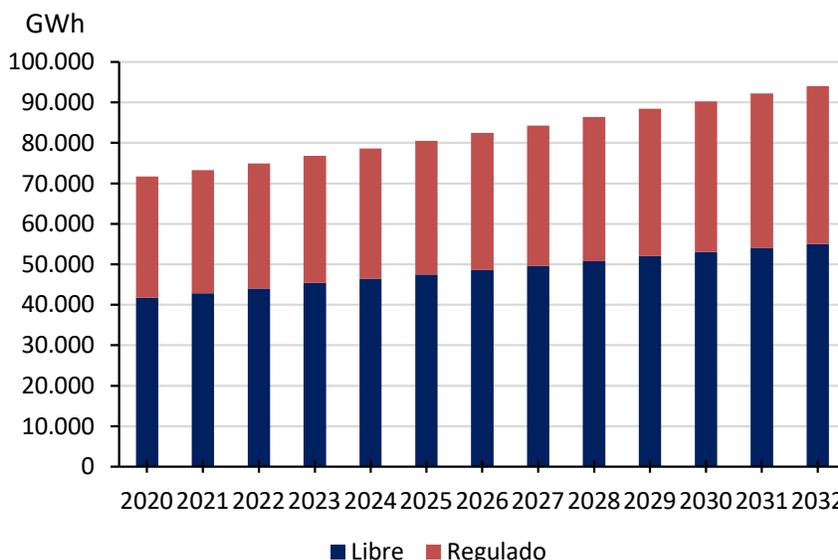
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Ene. 20	Rec.
Eólica	2.121	2.705
Geotermia	45	0
Hidro	6.780	100
Solar	2.697	1.854
Termosolar	0	0
Térmico	13.696	0
Total:	25.339	4.659

Fuente: ITD Primer Semestre 2020, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Primer Semestre 2020, CNE

CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad	Entrada en operación estimada
PE Sarco (Eólico)	170 MW	Marzo 2020
PE Aurora (Eólico)	126 MW	Marzo 2020
Teno Gas 50 (Gas Natural)	50 MW	Marzo 2020
PE San Gabriel (Eólico)	183 MW	Marzo 2020

Central	Capacidad	Entrada en operación estimada
Aconcagua TG (Gas Natural)	42 MW	Marzo 2020
PE La Flor (Eólico)	32,4 MW	Marzo 2020
Almeyda (Eólico)	52,4 MW	Abril 2020



Cambio climático: identifican 11 acciones para enfrentar desafíos en el sector energético

- (1) **Agenda regulatoria para promover flexibilidad en sistemas eléctricos:** Establecer señales de precio (corto y largo plazo) que reconozcan el aporte de las tecnologías a la flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- (2) **Perfeccionamiento del instrumento de precio al carbono:** Alcance, alineación con los objetivos climáticos nacionales, offsets, cobeneficios, etc.
- (3) **Agenda corta que facilite la reconversión del transporte público, privado y de carga a combustibles limpios:** La regulación limita el universo de vehículos a reconvertirse.
- (4) **Legitimación socio ambiental de proyectos de generación y transmisión eléctrica:** Perfeccionar tramitación ambiental (SEIA), relacionamiento temprano, desarrollo e inversión local.
- (5) **Acelerar agenda de offsets:** Aumentar ambición en plazos de la actual modernización tributaria, reglamentos, y mesas de trabajo.
- (6) **Proyecto de ley de leña y biocombustibles sólidos:** Reconocimiento de biocombustibles sólidos, fiscalización efectiva en todo el territorio, junto con iniciativas de educación, políticas públicas y leyes.
- (7) **Condiciones habilitantes para el retiro o reconversión de unidades a carbón:** Desarrollo de capacidad de transmisión y de alternativas tecnológicas (carbon capture and storage/utilisation, CCSU, y baterías de Carnot).
- (8) **Infraestructura energética resiliente al clima:** Incorporación de criterios de adaptación en bases de licitación para líneas de transmisión.
- (9) **Reforzar capacidad y calidad de la red de distribución:** Digitalización, calidad de servicio, resiliencia.
- (10) **Incorporación de almacenamiento en la normativa eléctrica:** Modificaciones regulatorias para reconocer los atributos del almacenamiento en materia de generación y transmisión.
- (11) **Plan Nacional de Hidrógeno Verde:** Establecer una estrategia a nivel país para la producción de Hidrógeno Verde con el fin de usarlo como medio de almacenamiento de energía o como combustible sustituto de combustibles fósiles.

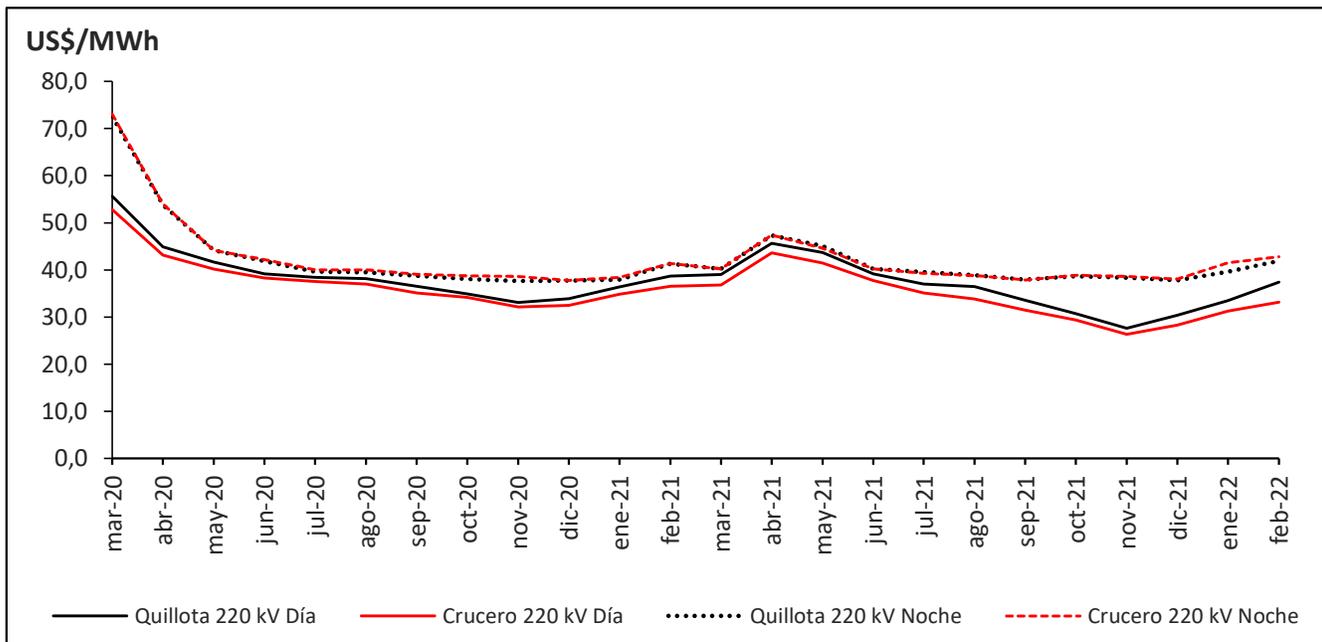
PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales Valgesta Energía

La probabilidad de excedencia de la energía afluyente del SEN desde abril de 2019 a la fecha corresponde aproximadamente a 85,7%, representando un año hidrológico relativamente seco respecto de la estadística hidrológica desde el año 1960.

En el transcurso del mes de febrero se evidenciaron costos marginales medio - bajos en las primera semanas, que tendieron al alza al término del mes. En efecto, se observaron costos marginales que superaron los 140 US\$/MWh en algunas horas del día, principalmente en la tarde – noche en periodos de alta demanda. Asimismo, también se observaron valores en torno a los 30 US\$ principalmente en horas con aporte de centrales fotovoltaica. Los escenarios de altos costos marginales se atribuyeron principalmente al menor aporte hidroeléctrico, y a limitaciones o indisponibilidades de centrales tales como la central bocamina.

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).



Para los próximos meses se espera un descenso de los costos marginales. Adicionalmente, a partir del año 2021, se observan mayores diferencias entre los costos marginales promedio esperado de los bloques días y noche de ambas barras, lo que se atribuye principalmente a la mayor oferta de centrales solares producto de la materialización de nuevos proyectos y a limitaciones en el sistema de transmisión, específicamente en el tramo Cardones - Polpaico.

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.

Tipo de Cambio - Dólar

Las monedas de los mercados emergentes se enfrentaran a caídas de hasta un 30% contra el dólar si el brote de coronavirus se propaga y las acciones estadounidenses caen tanto como lo hicieron en la crisis financiera mundial, muestra un análisis de Bloomberg.

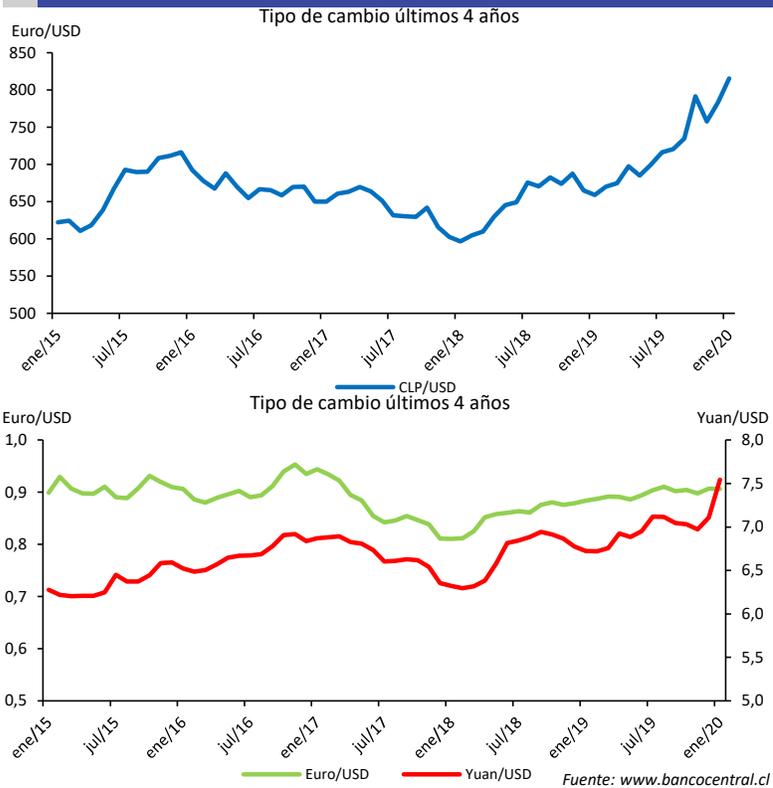
El dólar puede fortalecerse un 30% más frente el rublo ruso y un 23% frente al peso chileno si es que el índice S&P 500 registra pérdidas de un 50%. Por el contrario, es probable que la moneda estadounidense gane solo un 1% frente al yuan chino.

La implacable propagación del coronavirus y una caída en los precios del petróleo ya han provocado qu4 desde su máximo de cierre el 19 de febrero hasta su mínimo establecido la semana pasada. El dólar ha subido un 20% frente al peso chileno y un 18% frente al rublo durante el mismo período.

Si bien ya han sufrido los mercados emergentes, hay margen para muchas más pérdidas por venir.

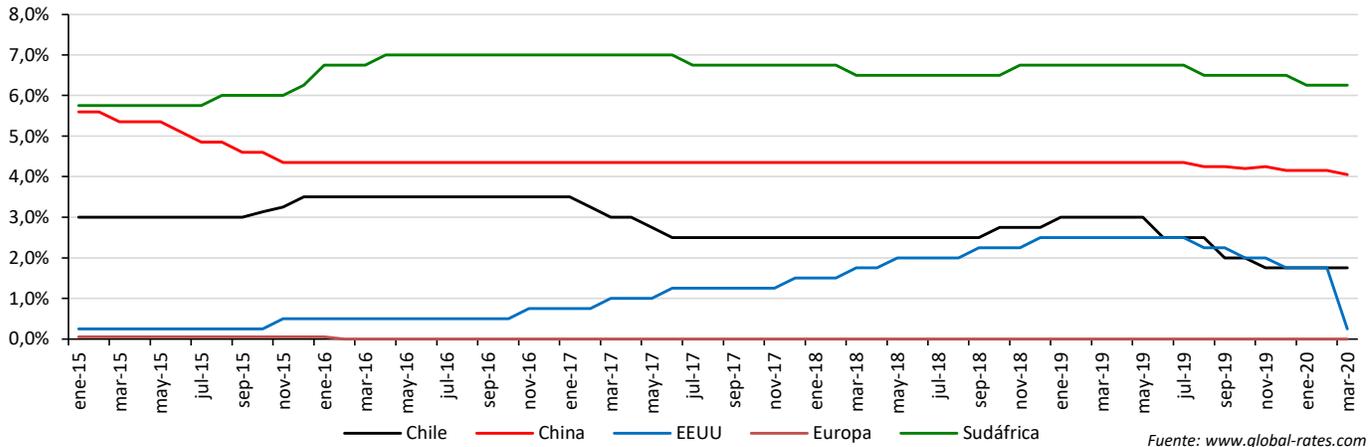
Uente: Diario Financiero 16/03/2020

Indicadores internacionales



Indicadores Económicos

Tasas de interés de bancos centrales



Pánico en las bolsas globales: IPSA case hasta 10% y Wall Street se desploma en la apertura

Fue lindo mientras duró, pero el rebote de la principales bolsas del mundo registrado a fines de la semana pasada ya se esfumó. Mientras que la expansión internacional del coronavirus y los potenciales efectos que tendrá en la economía mundial siguen causando estragos en el sentimiento de mercado, las ruedas del mundo vuelven a sufrir agresivas caídas.

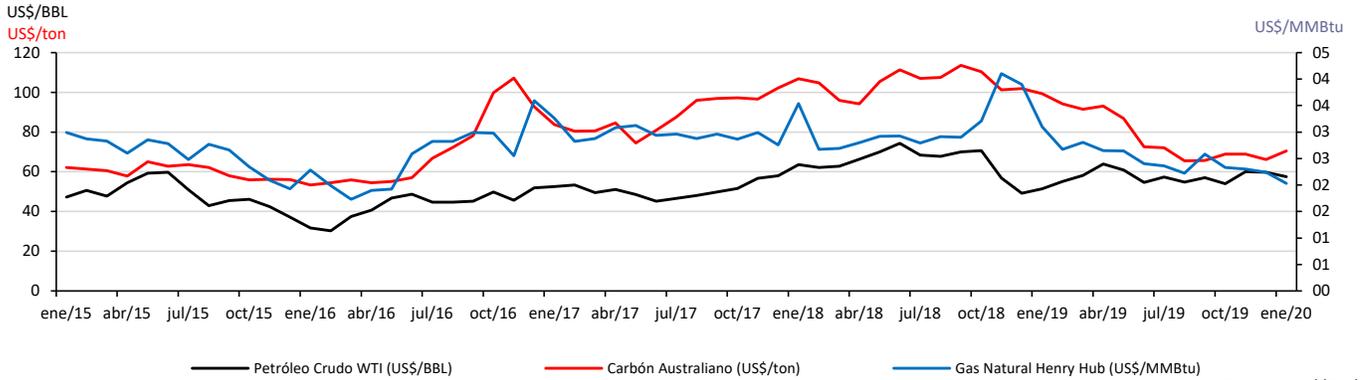
Pese a las medidas del centros estadounidense, las acciones en Nueva York están teniendo una mañana difícil. El avance del virus y las medidas que han estado tomando los gobiernos, desesperados por contenerlo, han estado marcando la pauta en los mercados internaciones, provocando agresivas bajas en las mayores bolsas del mundo y una fuga hacia activos considerados como más seguros, como el bono del Tesoro de Estados Unidos y el oro.

A nivel de mercados individuales, España y Francia obtienen los peores resultados en este momento, con bajas de en torno a 11% en el Ibex y el CAC. Esto en un contexto en que son los países que siguieron los pasos de Italia endureciendo las restricciones en el país para contener el avance de la enfermedad.

Fuente: Diario Financiero (16/03/2020)

INDICADORES INTERNACIONALES

Precio Internacional de Combustibles



Futuros del petróleo se desploman tras recorte de precios en Arabia Saudita

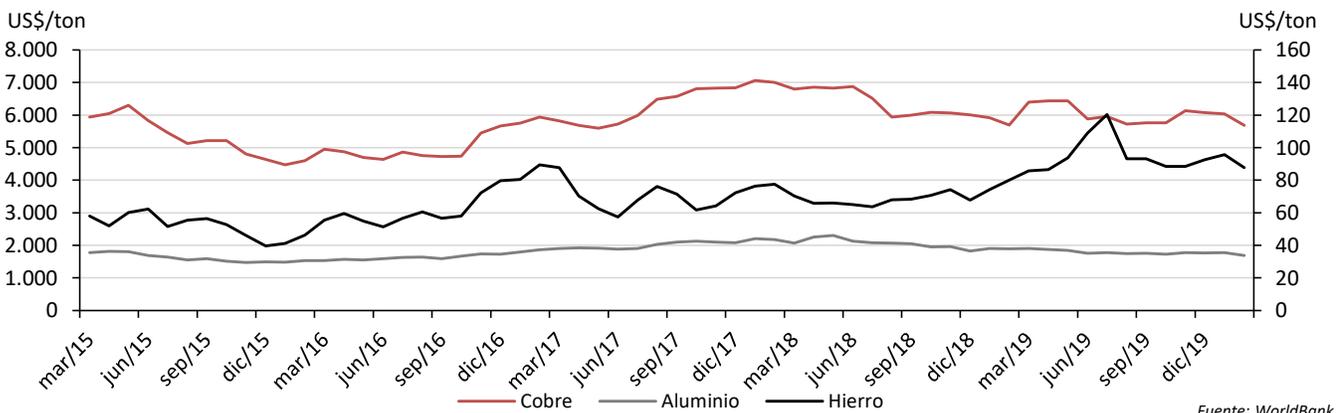
Los futuros del petróleo se hundían más de un 20% después de que Arabia Saudita recortó su precio de venta final, reiniciando una batalla por la cuota de mercado después de que no se lograra un acuerdo sobre una baja del bombeo con Rusia.

En la noche del sábado, Arabia Saudita recortó su precio oficial de venta para abril en todos sus grados de crudo a todos los destinos. El reino también tiene previsto elevar en abril su producción a más de 10 millones de barriles por día por primera vez desde mayo de 2019.

Los futuros del crudo Brent caían 9,57 dólares, o un 21,1% a 35,7 dólares el barril a las 2216 GMT, mientras que el contrato West Texas Intermediate (WTI) retrocedía 8,62 dólares, o un 20,9% a 32,66 dólares.

Fuente: Diario Financiero (08/03/2020)

Precio Internacional de Cobre, Aluminio y Hierro



El oro brilla más que nunca: precio sigue escalando ante temores por el coronavirus

Además de ponerle presión vendedora a bolsas, el cobre y las monedas emergentes, otros de los efectos de las ansiedades en torno a la expansión del Covid-19 – más conocido como coronavirus – en China ha sido impulsar el precio de oro.

Pese al anuncio de medidas en China para mitigar el efecto económico de la enfermedad respiratoria, que ya ha cobrado en torno a 2000 vidas, los futuros del metal precioso siguen subiendo, manteniéndose en máximos de siete años.

Datos de Bloomberg muestran que los derivados del commodity se elevan un 0,14% en el mercado de materias primas de Nueva York, Comex. Con esto, se ubican en US\$ 1614,10 por onza.

El metal dorado es considerado como el activo refugio por excelencia, y los últimos meses no han sido precisamente propicios para los activos más riesgosos, con las ansiedades en torno a la enfermedad originada en Wuhan causando estragos en el sentimiento de mercado.

Fuente: Diario Financiero (20/02/2020)

NOTICIAS INTERNACIONALES

China


Una célula solar sensible con nanopartículas con una eficiencia del 8,5%

La hazaña récord se compara con las cifras habituales del 2-3% de estos dispositivos. Los científicos de la Universidad Nacional Chung Hsing de Taiwán que desarrollaron la célula dijeron que fue preparada con el método Silar y está basada en un semiconductor ternario de metal aleado con sulfuro. Afirman que el rendimiento podría aumentar aún más.

Los desarrolladores afirman que la incorporación del semiconductor ternario de metal aleado con sulfuro en el compuesto de sulfuro de cadmio incrustado en la célula, aumentó el rango de captación de luz del dispositivo de 500 a 720nm.

“Se espera un mayor rendimiento con la mejora de los tratamientos de crecimiento y pasivación de NP para reducir la recombinación del portador”, añadieron los científicos.

Fuente: PV-Magazine (18/02/2020)

Japón


Producir hidrógeno con el óxido y la luz solar

Investigadores de la Universidad de Ciencias de Tokio han descubierto que la goethita, un tipo común de óxido, puede utilizarse como catalizador para acelerar la producción de hidrógeno a partir de la energía solar. El grupo dice que una mayor optimización podría permitir que su proceso elimine la necesidad de los costosos y raros catalizadores que se utilizan actualmente.

El uso de electricidad generada a partir de fuentes renovables para alimentar la producción de hidrógeno mediante la separación del agua es el método que actualmente domina los enfoques comerciales del hidrógeno verde. Sin embargo, la generación de hidrógeno mediante reacciones alimentadas directamente por la luz solar también es un importante foco de investigación y los científicos de la Universidad de Ciencias de Tokio (Japón) han descubierto un nuevo material para catalizar el proceso. Fuente: PV Magazine (04/03/2020)

Reino Unido


Desalinizar el agua con dispositivos portátiles de energía solar

Un equipo de investigación de la Universidad de Bath, en Reino Unido, ha desarrollado un mecanismo de desalinización que podría ofrecer una nueva forma de suministrar agua potable y regar las zonas remotas afectadas por desastres naturales. Aunque el dispositivo portátil se encuentra todavía en una fase inicial y experimental, puede ser alimentado por energía solar, ya que no tiene partes móviles y solo requiere pequeñas cantidades de electricidad.

El equipo de investigación ha desarrollado un prototipo de un sistema de desalinización impreso en 3D que funciona con electricidad de CA. Lo describen como un sistema de bajo consumo de energía sin partes móviles. El sistema combina diodos catiónicos basados en sustratos de microhuecos recubiertos de ionómero Nafion con una membrana conductora de aniones. El Nafion es un polímero sintético con propiedades iónicas que es producido por Chemours, una unidad del grupo químico estadounidense DuPont.

El nuevo dispositivo tiene el potencial de ser operado en unidades móviles alimentadas por energía solar, dijeron los investigadores. “Hay momentos en los que sería enormemente beneficioso instalar pequeñas unidades de desalinización alimentadas por energía solar para dar servicio a un pequeño número de hogares”, añadió el coautor Frank Marken. Fuente: PV-Magazine (10/03/2020)

Estados Unidos


El hidrógeno es la primera opción viable para el almacenamiento estacional

El almacenamiento estacional de hidrógeno para equilibrar la generación renovable será rentable en 2050, dice DNV GL, una firma consultora con sede en Noruega que asesora a las industrias de energía y transporte marítimo.

La firma modeló la producción ininterrumpida de hidrógeno cada verano, utilizando unidades de electrólisis alimentadas por electricidad del mercado. El hidrógeno se comprimirá y almacenará bajo tierra en cavernas de sal o campos de gas agotados, y el siguiente invierno se convertirá sin parar en electricidad, utilizando celdas de combustible. El equilibrio diario se lograría utilizando baterías e hidroeléctricas bombeadas. En la medida en que toda la red funcionara con energías renovables en el verano, el hidrógeno sería “verde” o producido de manera renovable.

DNV GL también proyecta que en 2050, habrá disponible una amplia capacidad de almacenamiento a corto plazo, en forma de baterías de red, aplicaciones de vehículo eléctrico a red e hidro bombeado, “para acomodar ciclos diarios y semanales” tanto en generación renovable como demanda de electricidad. Fuente: PV-Magazine (13/03/2020)

España


La demanda eléctrica europea comienza a notar los efectos del coronavirus

Las consecuencias del coronavirus comienzan a notarse en la demanda eléctrica europea. Según las estimaciones de AleaSoft, en febrero la demanda de Italia fue un 1,8% más baja de lo esperado y el efecto se ha seguido observando en marzo. El FMI rebajó las previsiones de crecimiento de la economía española por el mismo motivo, por lo que se espera que la demanda baje en los próximos meses. Hoy el precio del petróleo Brent volvió a caer después de que la OMS declarara la situación de pandemia global.

En lo que va de semana el mercado MIBEL de España y Portugal, con precios promedios de 36,12 €/MWh y 36,18 €/MWh respectivamente, pasó de ser el segundo y tercer mercados de menor precio en la semana del 2 de marzo a ocupar las mismas posiciones, pero como mercados con mayor precio de Europa. Debido a una menor producción eólica en los primeros tres días de esta semana, los precios de estos mercados se incrementaron cerca de 10 €/MWh respecto a los mismos días de la semana pasada. Los precios de ambos países estuvieron entre los 32 €/MWh y los 39 €/MWh de lunes a jueves de esta semana y convergieron la mayor parte del tiempo, excepto el martes 10 de marzo cuando el precio promedio del mercado español fue inferior al portugués en 0,24 €/MWh. Este 12 de marzo se alcanzó el precio más alto en lo que va de marzo, de 38,78 €/MWh. Fuente: PV-Magazine (13/03/2020)

Alemania


Hidrógeno o movilidad eléctrica: ¿todo por coronavirus o qué?

Estos son tiempos extraños que estamos viviendo actualmente. A lo largo de 2019, el mundo de la energía en Alemania discutirá la protección del clima, el precio del CO2, la eliminación gradual del carbón, las reglas de distancia mínima para la energía eólica y las “cubiertas solares”. Y llega a ninguno o al menos para la mayoría, ningún resultado satisfactorio.

El hecho es que si tomamos el cambio climático primero y queremos reducir la dependencia de Alemania de las importaciones de combustibles fósiles, no hay forma de evitar la electrificación (parcial) de todo el sector del transporte y el transporte. Debido a que los combustibles hechos de hidrógeno u otros combustibles hechos de energías renovables son mucho más eficientes en eficiencia que los vehículos con celdas de combustible H2. Se requiere de 6 a 7 veces más energía que con un vehículo eléctrico a batería. Eso significa que necesitaría entre 6 y 7 veces más instalaciones de generación renovable para cubrir el mismo kilometraje.

Muchos gobiernos estatales planean cada vez más utilizar una infraestructura de carga inteligente. Que de manera expresa y frecuente también incluye sistemas de almacenamiento de baterías estacionarias. La energía solar o eólica autogenerada se puede almacenar y utilizar de manera flexible para el vehículo eléctrico. Fuente: PV-Magazine (16/03/2020)



www.valgesta.com

