

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

ESTADÍSTICAS A DICIEMBRE 2019

Estudio revela que fondo para estabilizar cuentas de luz podría agotarse en 2021

Tras el estallido social, las condiciones del mercado energético tuvieron un vuelco. En este nuevo escenario se encuentra la creación del Precio Estabilizado al Consumidor (PEC), en el que se congeló el cargo de energía y potencia en las cuentas de luz (que representa el 70% del total).

Este será hasta 2023 o hasta que el sistema acumule saldos por sobre US\$1.350 millones. La segunda posibilidad, que se complete el monto antes de la fecha estipulada podría suceder, debido a la alta volatilidad que ha tenido el dólar en las últimas semanas y porque el dólar que se utilizó para calcular el PEC fue de \$640.

En consecuencia con lo anterior, se estima que un dólar en torno a los \$715 implicaría que en julio de 2023 se mantenga el cargo de energía sin variaciones, pero un tipo de cambio mayor a dicho valor implica que ocurra un alza.

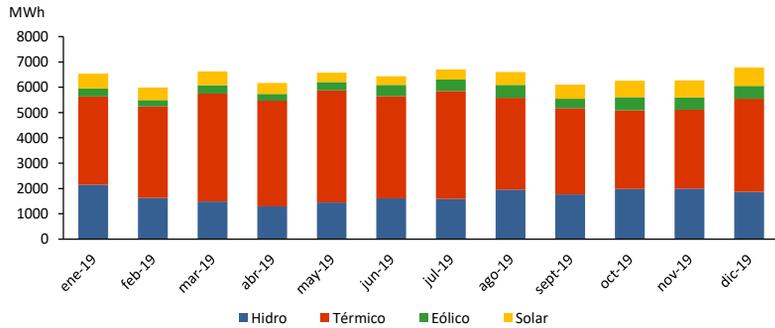
Al respecto, la consultora Valgesta presentó un estudio frente a diversos actores de la industria, en el que se planteó diferentes niveles de un valor promedio de tipo de cambio para el periodo 2020-2023. Así, el tope de los US\$1.350 millones se lograría en distintos periodos, dependiendo del tipo de cambio.

En este se señaló que si el dólar tiene un promedio de \$850, el fondo se superaría en enero de 2021 y si tiene un promedio de \$820, en marzo del mismo año. En tanto, con un dólar de \$790, el fondo se alcanzaría en junio de 2021 y con uno de \$760 promedio, en diciembre del mismo año. Para que el fondo no se supere antes del periodo establecido, el dólar promedio debe estar en un rango de entre \$730 y \$715 pesos.

Entonces, en el peor escenario analizado, al usuario le aumentaría en 18% su cuenta de luz en enero de 2021 (con un dólar promedio de \$850). Así, si el saldo se alcanza en marzo del mismo año, las boletas aumentarían en 14% (con un dólar promedio de \$820).

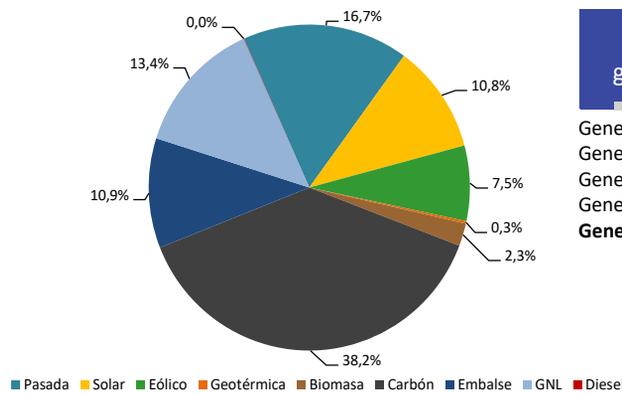
Fuente: Revista Electricidad (02/01/2020)

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

Composición del despacho en diciembre 2019

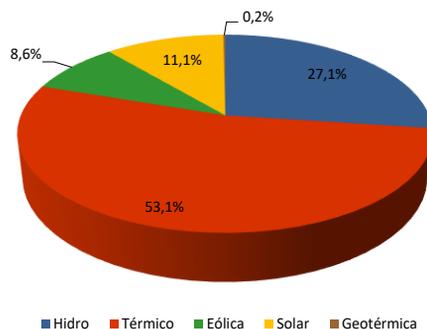


Fuente: Coordinador Eléctrico

Despacho de generación (GWh)

Generación Térmica	3.670
Generación Hidráulica	1.872
Generación Eólica	506
Generación Solar	733
Generación Total	6.282

Capacidad instalada SEN a diciembre 2019



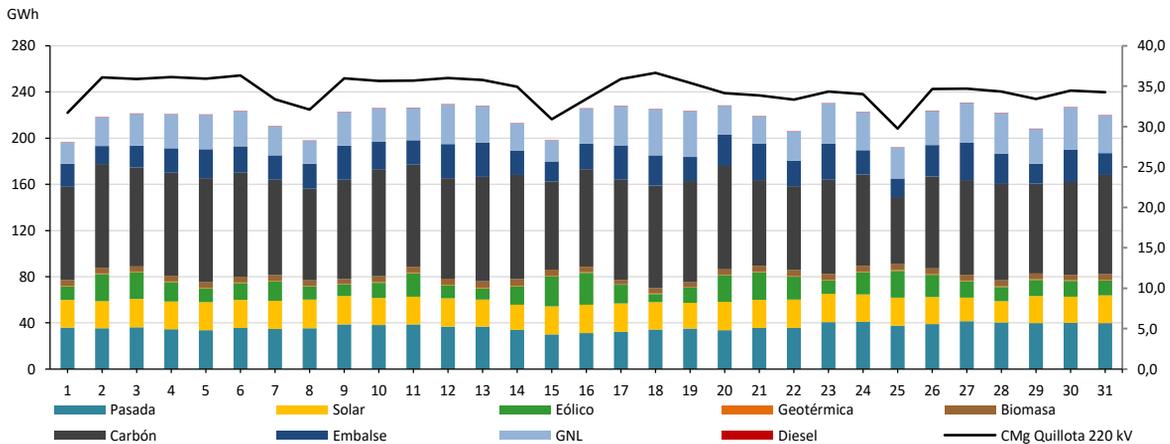
Fuente: Coordinador Eléctrico

Capacidad instalada SEN (MW)

Hidro	6.827
Térmico	13.380
Eólica	2.162
Solar	2.793
Geotermia	45
Total	25.206

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación y costos marginales en Quillota 220 kV, diciembre 2019

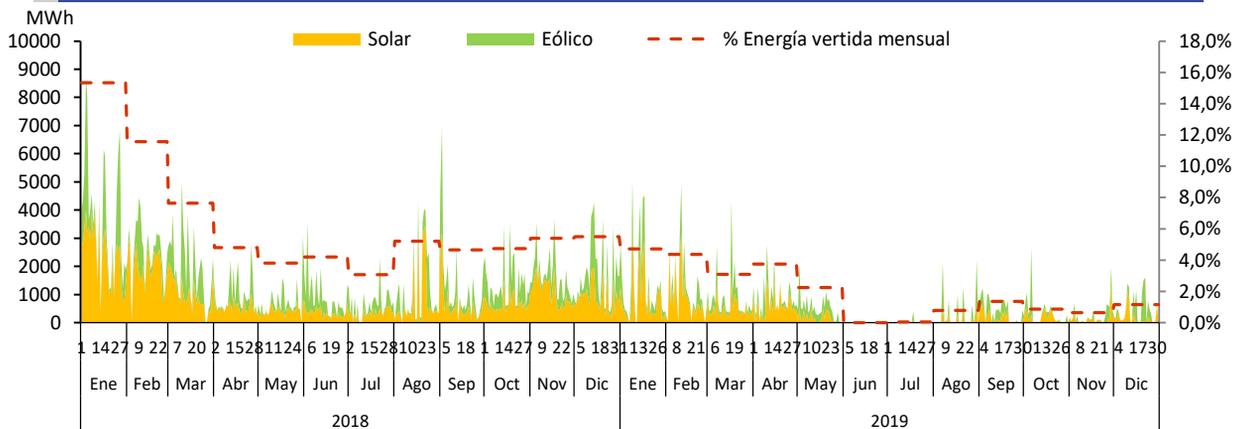


En el mes de diciembre de 2019, el total de energía generada en el SEN alcanzó los 6.2782 GWh, siendo un 52% generada por centrales térmicas, el 28% de la energía fue aportada por centrales hidráulicas, un 11% fue generada por centrales solares, un 7% fue generada por centrales eólicas, un 2,3% fue generada por centrales de biomasa, y un 0,3% fue aportada por geotermia.

El promedio de los costos marginales en la barra Quillota 220 kV correspondió a 34,5 US\$/MWh.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Vertimientos de generación ERNC de enero 2018 a diciembre 2019



El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde enero 2018 a diciembre 2019.

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.

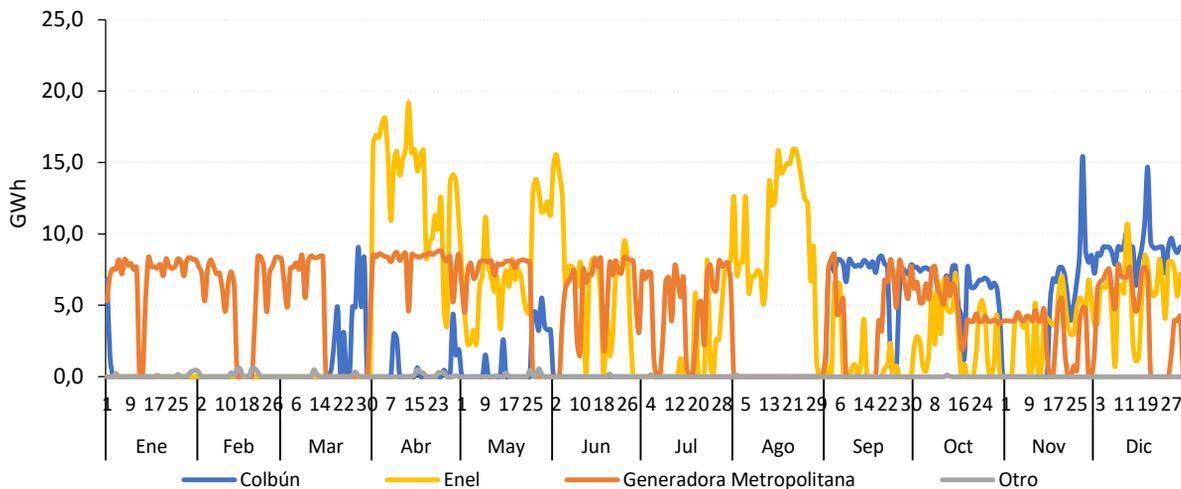
Las reducciones mensuales de generación de centrales eólicas y solares desde enero 2018 a diciembre 2019 que se observaron son:

2018			2019		
Enero: 113,6 GWh (15%)	Mayo: 21,8 GWh (4%)	Septiembre: 37,3 GWh (5%)	Enero: 42,4 GWh (5%)	Mayo: 15,9 GWh (2%)	Septiembre: 12,7 GWh (1%)
Febrero: 71,6 GWh (12%)	Junio: 26,2 GWh (4%)	Octubre: 41,9 GWh (5%)	Febrero: 32,7 GWh (4%)	Junio: 0 GWh (0%)	Octubre: 10,0 GWh (1%)
Marzo: 57,9 GWh (8%)	Julio: 19,8 GWh (3%)	Noviembre: 49,4 GWh (5%)	Marzo: 26,9 GWh (3%)	Julio: 0,4 GWh (0%)	Noviembre: 7,3 GWh (1%)
Abril: 28,6 GWh (5%)	Agosto: 35,9 GWh (5%)	Diciembre: 52,8 GWh (5%)	Abril: 26,5 GWh (4%)	Agosto: 8,6 GWh (1%)	Diciembre: 14,3 GWh (1%)

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

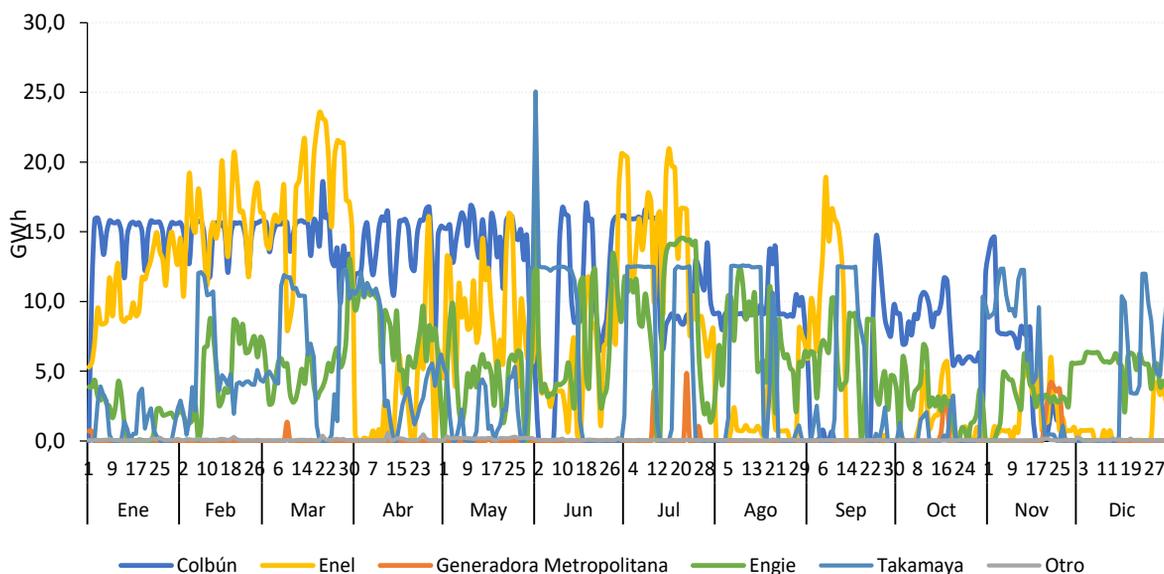
Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con gas natural argentino



En el mes de diciembre de 2019, la generación de centrales GNL abastecidas con gas argentino fue de 597,1 GWh, lo que representó el 9,5% de la generación total del SEN. Estas inyecciones se atribuyen a las empresas Colbún con una participación del 47%, Enel con un 30% y Generadora Metropolitana con un 23%.

Estas inyecciones representaron el 66% de la generación total de centrales a GNL en el SEN.



En el mes de diciembre de 2019, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 312 GWh, lo que representó el 5,0% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 54% se atribuye a Engie, un 37% se atribuye a Takamaya, un 7% se atribuye a Enel, y el resto a otras empresas generadoras con una menor participación.

Estas inyecciones representaron el 34% de la generación total de centrales a GNL en el SEN.

Fuente: Coordinador Eléctrico

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

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

Quillota 220 kV	68,9
Crucero 220 kV	67,8
PMM SEN	89,1

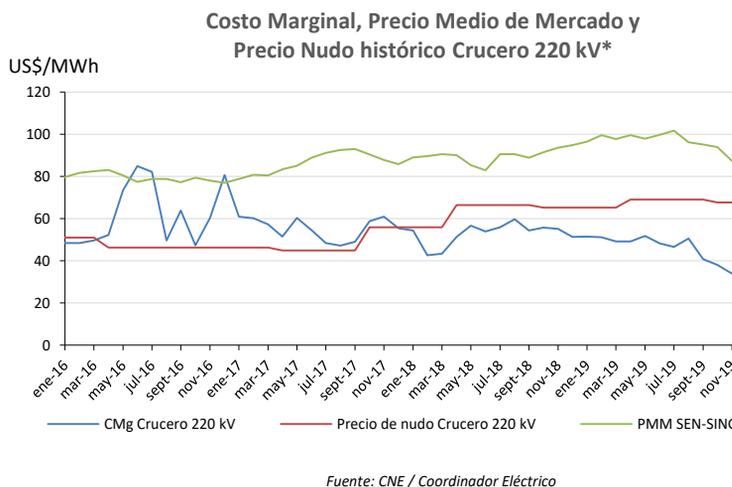
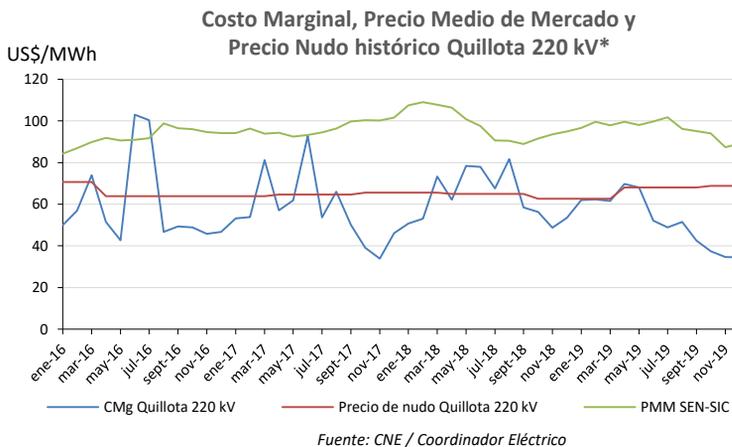
Fuente: CNE

Precios de electricidad promedio (US\$/MWh)

CMg Crucero 220 kV	34,0
CMg Cardones 220 kV	33,5
CMg Pan de Azúcar 220 kV	31,7
CMg Quillota 220 kV	34,5
CMg Charrúa 220 kV	34,2
CMg Puerto Montt 220 kV	36,0

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.



Noticias Sistema Eléctrico Nacional

Cuentas de la luz: gobierno congela cargo por transmisión y enciende alertas en la industria

Las cuentas de la luz siguen pesando en el sector energético. En medio de las alzas que se esperaban para octubre, el gobierno sacó adelante una ley que estabilizó las tarifas con cargo al segmento de generación, que representa 70,5% de lo que cancela mensualmente un cliente, a lo que sumaron los cambios en los costos de distribución por la ley que baja la rentabilidad, lo que permitió neutralizar el otro 20% de la cuenta.

Ahora el Ministerio de Energía mostró sus cartas respecto de cómo abordará el tercer componente que influye en las boletas: los cobros por transmisión, que explican en torno al 10% de la cuenta.

El titular de la CNE señala que la entidad constató primero que “una vez que se aplique a plenitud la ley de transmisión que redujo la tasa de descuento a 7% para esa industria, los cargos de transmisión bajarían a niveles similares a los que se tendrían hoy con los aumentos asociados a nuevas obras”.

Los más afectados son las instalaciones que ya están reguladas y que tienen más de 20 años. En ese grupo Transelec sería la más impactada entre las firmas del sector, al tener las líneas más antiguas.

Fuente: Diario Financiero (21/01/2020)

Transmisión: observan futuras congestiones en la zona centro sur del sistema eléctrico nacional

Congestiones en la transmisión en dos zonas del sistema eléctrico observa el Coordinador Eléctrico Nacional en el documento «Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión, como etapa inicial del Proceso de Planificación de la Transmisión 2020», elaborado en el marco del procedimiento de Planificación de la Transmisión.

Entre los principales resultados del diagnóstico se indica que en la zona de Alto Jahuel-Charrúa, «se observan congestiones durante todo el horizonte de análisis para la línea 4x500 kV Ancoa-Alto Jahuel 500 kV, las cuales persisten cuando la capacidad de transmisión de la línea es elevada a 3200 MW a partir de julio de 2023, debido a la entrada en operación del equipo de compensación reactiva SVC incluido en la Propuesta de Expansión 2019 del Coordinador».

El documento también señala: «En el horizonte de análisis al 2025, se estima que en uno o más de los escenarios analizados, se presente sobrecarga recurrente en 17 líneas de transmisión, 6 transformadores AT/AT y 27 transformadores AT/MT. Adicionalmente, 8 subestaciones de transmisión zonal presentan regulación de tensión deficiente al final del periodo analizado».

Fuente: Revista Electricidad (20/12/2019)

BALANCE ERNC A NOVIEMBRE 2019

Balance ERNC noviembre 2019

Total retiros afectos a obligación (GWh)	4.783
Obligación ERNC (GWh)	436,1
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	9,1%
Inyección ERNC (GWh)	1.450
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	30,6%

Fuente: Coordinador Eléctrico

Lo anterior implica que en noviembre de 2019 las inyecciones ERNC superaron en **21,2 puntos porcentuales** a la obligación.

NOTICIA ERNC

Coordinador Eléctrico Nacional analizó impacto de la descarbonización en la integridad de la transmisión

El Coordinador Eléctrico Nacional puso a disposición de los distintos actores de la industria eléctrica, el «Estudio de Integridad del Sistema de Transmisión del año 2019 (EIST-2019)», el cual presenta un diagnóstico actual, y la evolución hacia 2024, de los niveles de corriente de cortocircuito para un conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con tensión entre 100 kV y 154 kV.

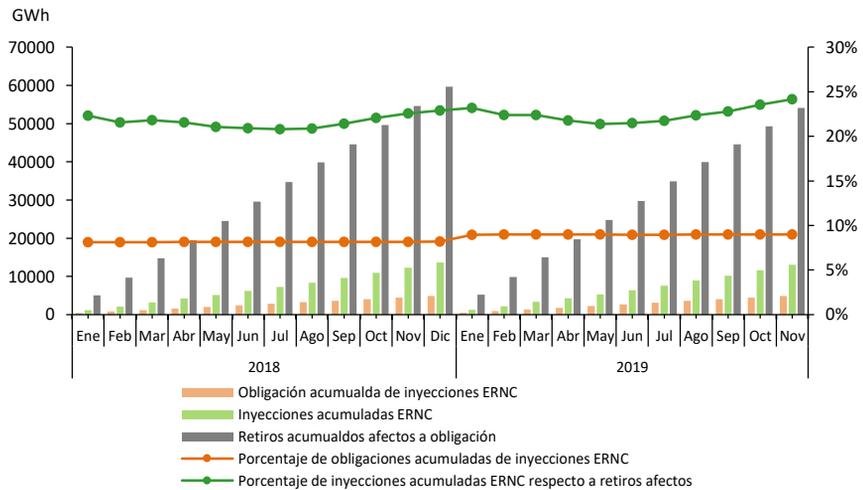
A partir de estos resultados, se realiza una evaluación del estado de vulnerabilidad de los interruptores de poder asociados a dichas instalaciones, considerando como valor de referencia la capacidad de ruptura nominal.

Según indicó el organismo coordinador, el estudio también «sensibiliza los resultados obtenidos para un escenario de máxima capacidad de generación y máximo enmallamiento del SEN, con la finalidad de identificar el parque generador que tiene mayor influencia en la alta concentración de corriente de cortocircuito que presentan las subestaciones (SS/EE) localizadas en la Región de Valparaíso y en la Región Metropolitana, y evaluar el efecto sobre los niveles de cortocircuito en la red alimentada en 110 kV».

Fuente: Revista Electricidad (25/12/2019)

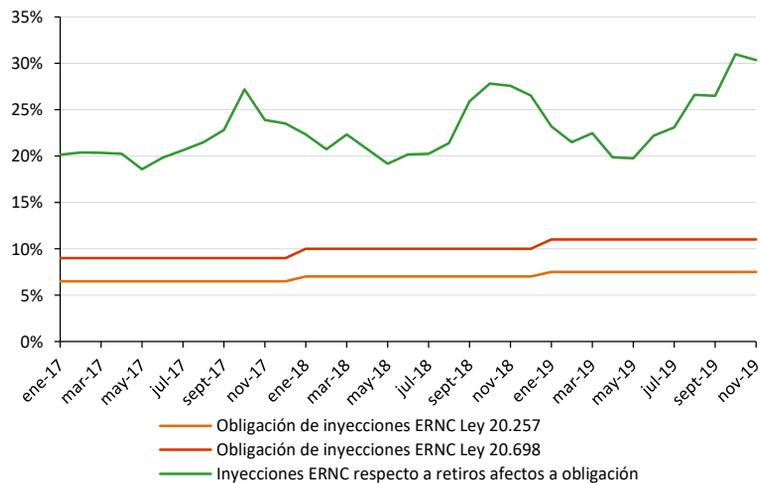
Observación: Según la ley el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013 los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698, esta señala 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.

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



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 2019 a noviembre 2019, corresponden a **54.115 (GWh)**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2019 a noviembre 2019, correspondió a **4.870 (GWh)**, lo que corresponde a un **9,0%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

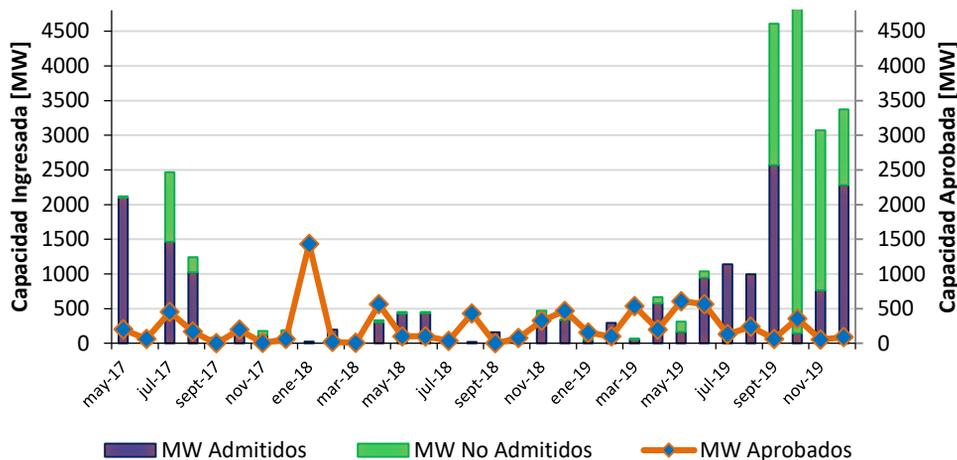
Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2019 a noviembre 2019, fueron de **13.075 (GWh)**, lo que corresponde a un **24,2%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por último, en el mes de noviembre, las inyecciones ERNC **superaron en 15,2 puntos porcentuales** a las obligaciones.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Proyectos de generación eléctrica ingresados en el SEIA en diciembre 2019

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 diciembre de 2019 ingresaron al SEIA un total de 3,461,04 MW de potencia. Mientras que se registraron 90,07 MW aprobados.

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

Proyectos Aprobados en el SEIA en diciembre 2019

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Región	Fecha de Ingreso	Región
Instalación de 3 Aerogeneradores en Sector Colonia Belbén	WIND 2 SPA	16	Eólico	Región de los Lagos	22-04-2019	Décima
Instalación de 3 Aerogeneradores en Fundo Degan Chico	WIND 1 SPA	16	Eólico	Región de los Lagos	22-04-2019	Décima
Planta Fotovoltaica Nahuén	GR Pilo SpA	10	Solar Fotovoltaico	Región Metropolitana	20-03-2019	RM
Parque Solar Fotovoltaico Pencahue	Hiruela Energía SpA	9	Solar Fotovoltaico	Región del Maule	20-06-2019	Séptima
Planta fotovoltaica Agrícola Josefina	SOL DEL SUR 26 SpA	9	Solar Fotovoltaico	Región de Ñuble	21-03-2019	Décimosexta
Parque Solar Avilés	Solar TI Seis SpA.	8	Solar Fotovoltaico	Región Metropolitana	19-02-2019	RM
Parque Fotovoltaico San Alfonso	Sunco Energy Chile SpA	8	Solar Fotovoltaico	Región de Valparaíso	20-02-2019	Quinta

Proyectos en Calificación en el SEIA en diciembre 2019

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Región	Fecha de Ingreso	Región
SEONGNAM	ANDES GREEN COMPANY SOCIEDAD ANONIMA	1007	Concentración Solar de Potencia	Región de Antofagasta	26-12-2019	Segunda
Planta Fotovoltaica Jardín Solar	Colbún S.A.	610	Solar Fotovoltaico	Región de Tarapacá	20-12-2019	Primera
Parque Eólico Rarínco	Energía Renovable Verano Tres SpA	198	Eólico	Región del Biobío	20-12-2019	Octava
CENTRAL ELÉCTRICA CANELLILLO	Generadora Canellillo SpA	130	Diésel	Región de Coquimbo	20-12-2019	Cuarta
Planta Fotovoltaica Arica 9 MW	GREENERGY RENOVABLES PACIFIC LIMITADA	11	Solar Fotovoltaico	Región de Arica y Parinacota	20-12-2019	Decimoquinta
Parque Fotovoltaico La Pena	La Pena Solar SpA	11	Solar Fotovoltaico	Región de Valparaíso	24-12-2019	Quinta

Proyectos no Aprobados en el SEIA en diciembre 2019

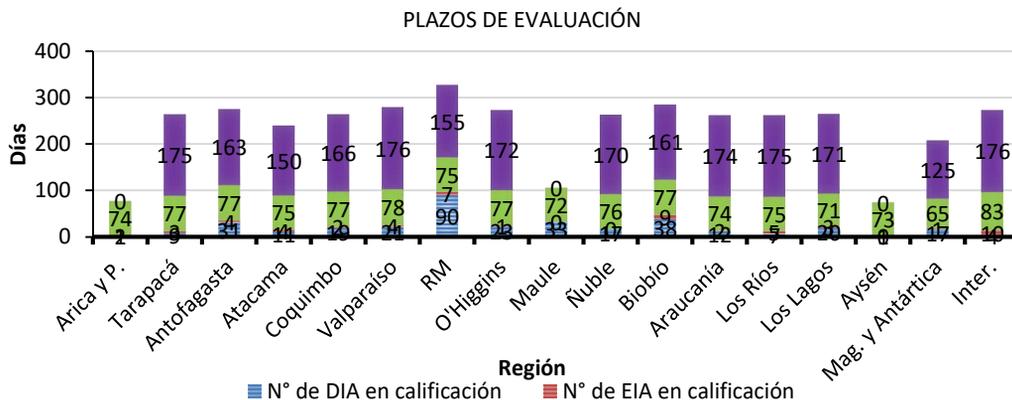
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Región	Fecha de Ingreso	Región
BUNDANG-GU KCS	ANDES GREEN ENERGY S.A.	1009	Concentración Solar de Potencia	Región de Tarapacá	19-12-2019	Primera
Parque Solar Fotovoltaico Olivo	Olivo SpA	11	Solar Fotovoltaico	Región del Maule	20-12-2019	Séptima
Planta fotovoltaica chiloé	Miguel Solar SpA	11	Solar Fotovoltaico	Región del Maule	20-12-2019	Séptima
PRP LAS QUEMAS	Francisco De Paula Luis Herrera Fernandez-fizares	9	Diésel	Región de los Lagos	19-12-2019	Décima
Planta Solar Fotovoltaica Pichidangui	Generadora Sungate SpA	9	Solar Fotovoltaico	Región de Coquimbo	27-11-2019	Cuarta

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 2018 hasta diciembre de 2019.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

Noticias

Generación en la Región de Coquimbo fue casi un 100% con ERNC en 2019

La Región de Coquimbo es la zona más sustentable del país en términos energéticos, al lograr casi un 100% de generación con fuentes renovables durante 2019, predominando la energía eólica, cifra superior en un 11,5% respecto de 2018.

El aumento de la generación en 2019 se explica por el aporte del parque eólico Punta Sierra, ubicado en Ovalle, y el ingreso en operación en distintos periodos del año de las centrales fotovoltaicas Punta Baja Solar, Santa Clara, Norte Chico, Canesa Solar, Chalinga Solar e Illapel.

Según la información disponible en el Coordinador Eléctrico Nacional, durante el 2019 la electricidad generada alcanzó 2.170 GWh, equivalente al consumo promedio de un millón de viviendas en un año. De ese total, 1.705 GWh corresponde a energía eólica, representando el 78,5%; 61 GWh a producción hidráulica (2,8%); 403 GWh a solar (18,5%) y 0,5 GWh a centrales de respaldo (0,2%). En 2018 la generación regional registró un total de 1.945 GWh.

El dato refleja también que con el ingreso de más proyectos renovables a la matriz disminuye la brecha entre la generación eléctrica y la demanda de clientes libres, industrias, comercios y viviendas de la Región.

Fuente: Revista Electricidad (06/01/2020)

Generación de energía cayó 13,4% en Región del Biobío

En noviembre de 2019, la generación de energía eléctrica en la Región del Biobío totalizó 1.231 GWh, disminuyendo de 13,4% respecto a igual mes del año anterior, incidido por la menor generación hidráulica, según informe del Instituto Nacional de Estadísticas, (INE).

La Región del Biobío representó el 19,4% de la energía generada en el país, siendo inferior en 3,1 puntos porcentuales que igual mes del año anterior.

La generación hidroeléctrica registró una baja de 17,8% en doce meses, alcanzando a 990 GWh durante noviembre de 2019, siendo la fuente que influyó en la conducta negativa que experimentó la producción de energía eléctrica en la región, a raíz de la disminución de la generación de tipo de pasada y embalse. A noviembre de 2019, esta fuente de energía exhibió un crecimiento acumulado de 2,6%.

La energía térmica totalizó 214 GWh en el mes de análisis, consignando un incremento de 9,7%, respecto a noviembre del año anterior, como consecuencia, principalmente, de la mayor generación con carbón.

Y, la generación eólica aportó 28 GWh de energía eólica en noviembre de 2019, aumentando 18,8% en doce meses. Con lo anterior, se acumuló a noviembre de 2019 un ascenso en la energía eólica de 17,2%, en comparación a igual período de 2018.

Fuente: Diario El Sur (06/01/2020)

GENERACIÓN Y PROYECCIÓN

Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, segundo semestre 2019

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre del 2019, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2030 de 4.659 MW. Esta proyección incluye centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

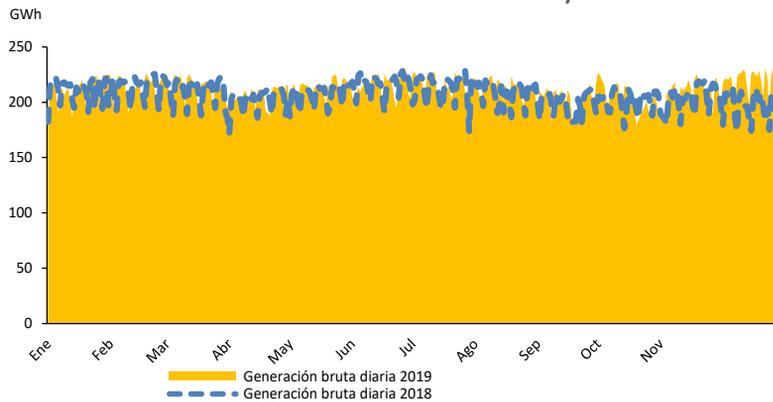
En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada en torno a 100 MW para el año 2030.

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 1.854 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 2.705 MW al año 2030.

Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) Meses de enero a diciembre de 2018 y 2019



Fuente: Coordinador Eléctrico

Demanda máxima horaria del SEN

2017	10.360 MWh
2018	10.776 MWh
2019	10.746 MWh

Fuente: Coordinador Eléctrico

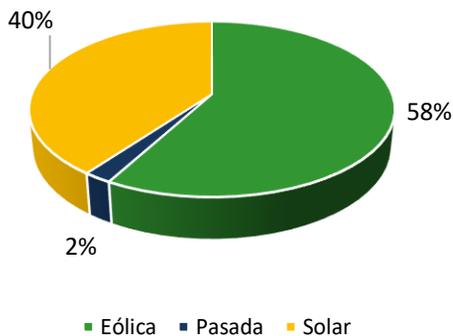
Capacidad octubre 2019 y recomendada a instalar al año 2030 (MW)

	Oct. 19	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 Segundo Semestre 2019, CNE

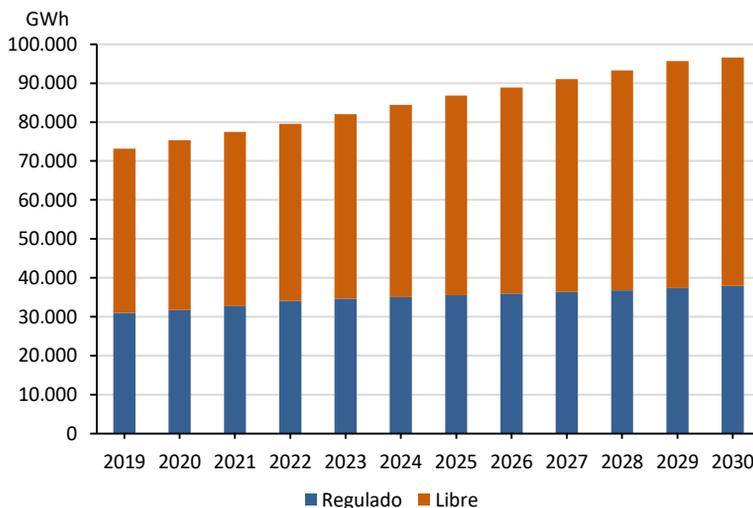
Fuente: ITD Segundo Semestre 2019, CNE

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



Fuente: ITD Segundo Semestre 2019, CNE

Demanda proyectada del SEN (GWh)



Fuente: ITD Segundo Semestre 2019, CNE

CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad	Fecha entrada estimada
PE Sarco (Eólico)	170 MW	Febrero 2020
PE Aurora (Eólico)	126 MW	Febrero 2020
Teno Gas 50 (Gas Natural)	50 MW	Febrero 2020
PE San Gabriel (Eólico)	183 MW	Febrero 2020

Central	Capacidad	Fecha entrada estimada
Aconcagua TG (Gas Natural)	42 MW	Febrero 2020
PE El Maitén (Eólico)	24,2 MW	Febrero 2020
Almeyda (Eólico)	54 MW	Abril 2020



CNE aplica fuerte recorte a previsión de demanda eléctrica y sector propone revisar futura licitación

Hace algunos días, como todos los años, la CNE publicó su estimación de demanda eléctrica para los próximos años. En esta ocasión, las cifras mostraron un fuerte recorte respecto de la anterior versión de este estudio, principalmente en lo relacionado con clientes regulados. A modo de ejemplo, si el 2018 se estimaba que en todo el año 2020 los clientes regulados iban a demandar 31.741 GWh, en el último informe esa cifra bajó a 29.941 GWh. Esto es una disminución de 5,7%. Incluso más: respecto del estudio 2017, la baja es aún mayor, del 12,1%.

En 2026, en tanto, la CNE proyecta ahora un consumo de clientes regulados de 33.868 GWh. En 2018 eran 35.967 (una baja de 5.8%) y en 2017, 42.152 GWh (es decir, un descenso de 19,7%).

Uno de los próximos eventos que realizará la industria es la licitación de suministro eléctrico para clientes regulados, que contempla 5.880 GWh de energía para iniciar suministro el año 2026. Sin embargo, con el cambio de escenario esta subasta podría reformularse.

Al respecto, desde la CNE -entidad que lleva a cabo la licitación- se sostuvo que “las Bases de Licitación, incluyendo el cronograma y los tamaños de los bloques a licitar, podrían eventualmente ser modificadas por la Comisión, de modo de adecuarse a los contenidos del proyecto de ley de reforma integral al segmento de distribución que el Ministerio de Energía ingresará en marzo próximo, y a actualizaciones en las proyecciones de requerimientos de suministro”.

El director ejecutivo de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera), Carlos Finat, señaló que considerando los cambios que se han vivido en el sector, podría existir la percepción de un mayor riesgo regulatorio que no estuvo presente en los procesos anteriores.

Fuente: Revista Electricidad (06/01/2020)

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

ÁREAS DE TRABAJO

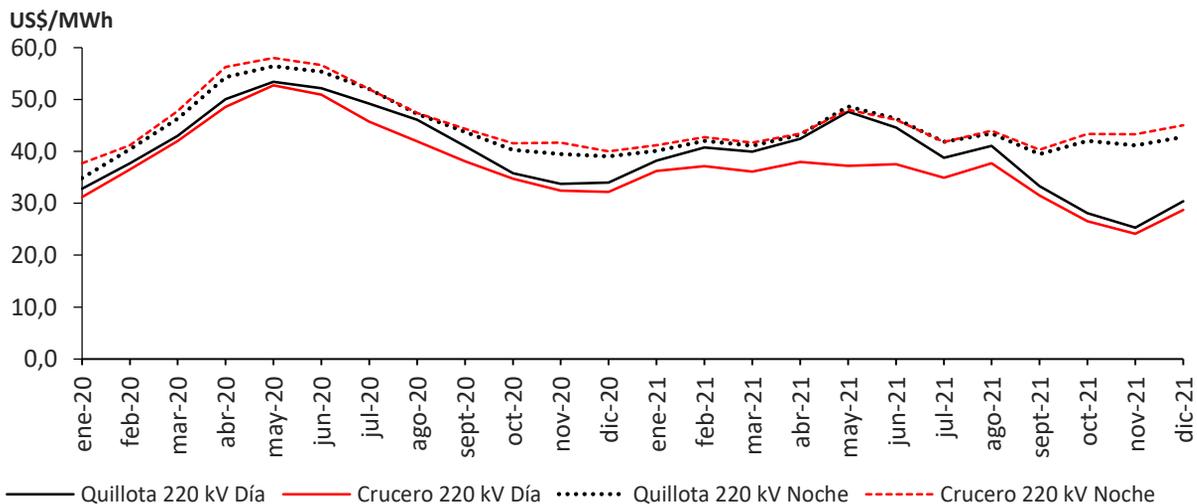
- Estudio Mercado Eléctrico
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis Ambiental Estratégico

www.valgesta.com
Proyecciones de costos marginales Valgesta Energía

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

Adicionalmente, entre los meses de abril y noviembre del presente año, los costos marginales promedio mensual en las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV fueron en promedio 48,7 US\$/MWh y 43.75 US\$/MWh respectivamente. Sin embargo, ante el periodo de deshielo, materialización del tramo en 500 kV Cardones Polpaico, entre otros factores, se ha evidenciado un descenso de estos precios, alcanzando en diciembre de 2019, un valor de 34,5 US\$/MWh en la barra de Quillota 220 kV y 34,0 US\$/MWh en Crucero 220 kV.

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 siguientes meses, se espera que los costos marginales promedio mensual en las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV tiendan al alza debido principalmente al menor aporte hidro producto del término del periodo de deshielo.

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.

Fuente: Valgesta Energía

Tipo de Cambio - Dólar

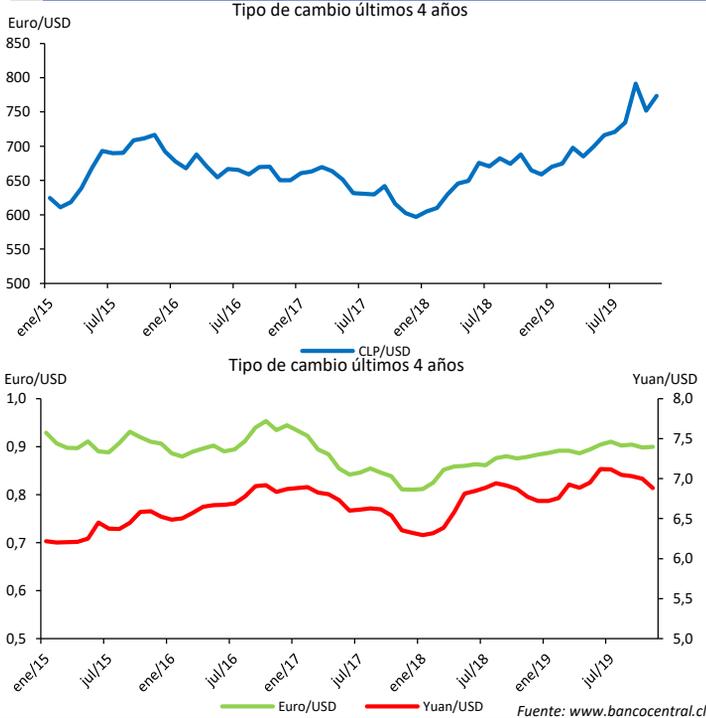
El dólar cerró a la baja frente al peso chileno, atento a la evolución de los mercados externos luego que ayer las bolsas y el cobre cayeron debido a las preocupaciones sobre el impacto del brote de "coronavirus" que ya causó nueve muertes en China, aunque medidas adoptadas por Beijing para intentar contenerlo devolvieron momentáneamente la calma a los mercados hoy.

Según Reuters, los inversionistas dejaban atrás los temores por el nuevo virus procedente de China -cuya cifra de muertos aumentó a 17 el miércoles-, después de que el presidente Xi Jinping dijo que combatir el brote y salvar vidas es una prioridad.

En este contexto, el cobre mantuvo su caída y se despidió de su cotización en la Bolsa de Metales de Londres con una caída de 0,89% a US\$/lb 2,76850. Esto, luego de un desplome en la sesión de ayer debido a los temores sobre el impacto económico del "coronavirus".

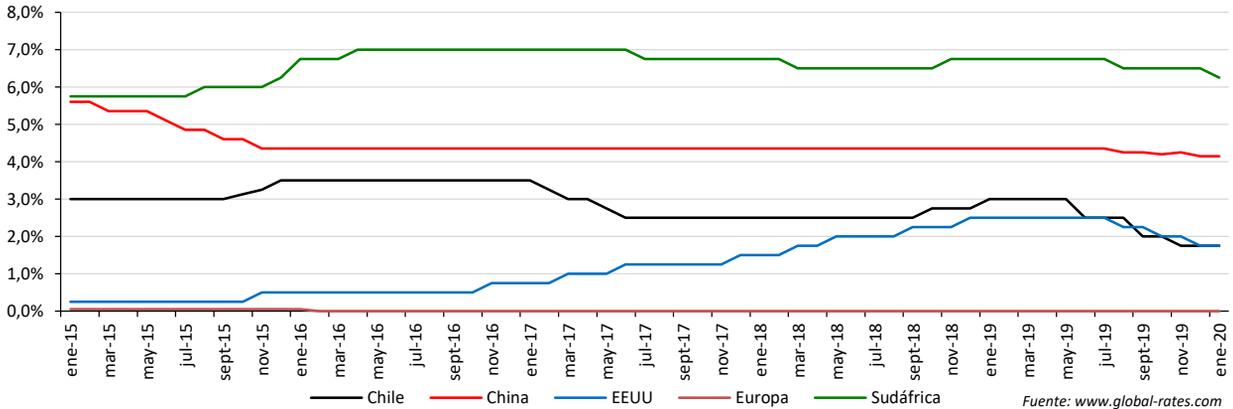
La Tercera (22/01/2020)

Indicadores internacionales



Indicadores Económicos

Tasas de interés de bancos centrales



Banco Central no baja la guardia con el dólar: "Podemos intervenir otra vez si hay nuevas disrupciones"

El Banco Central de Chile intervendrá con fuerza si las violentas protestas amenazan nuevamente a la moneda local, el peso, pero espera que la relativa calma de las últimas semanas sea suficiente para mantener al país fuera de una recesión, dijo el vicepresidente del organismo, Joaquín Vial.

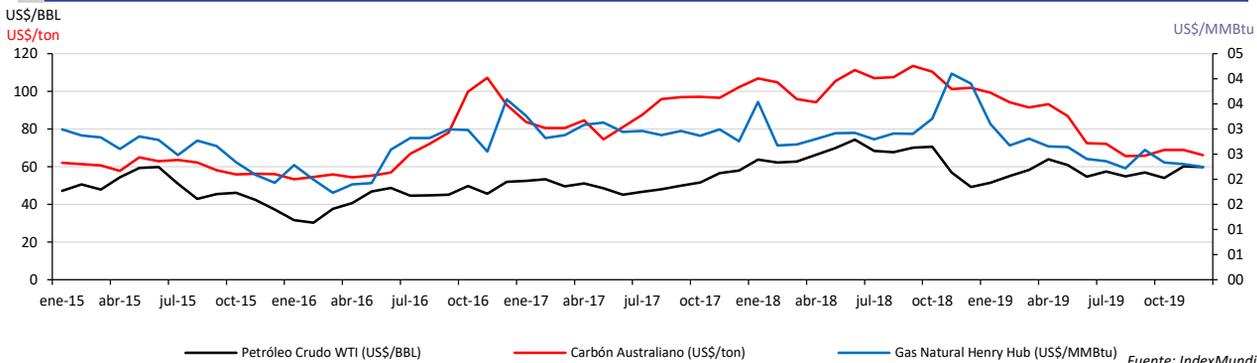
Sin embargo, cree que la situación no llegará a ser peor de lo que temía el Banco Central en diciembre cuando recortó su pronóstico de crecimiento para 2020 a un rango de entre 0,5%-1,5% desde uno anterior 2,75%-3,75%.

Consultado si todavía existía el riesgo de una recesión "técnica", definida como contracciones trimestrales consecutivas en la economía, agregó que "si miras el gráfico, probablemente vamos a evitarla porque las peores cifras fueron en octubre y noviembre".

Si las tensiones vuelven a surgir, no obstante, el Banco Central está preparado después que la crisis el año pasado hundió al peso a mínimos históricos que lo llevaron a intervenir en el mercado cambiario. Fuente: Diario Financiero (12/01/2020)

INDICADORES INTERNACIONALES

Precio Internacional de Combustibles



Los precios del petróleo se disparan tras el ataque aéreo de EEUU en Irak

Los futuros del crudo Brent saltaron casi US\$ 3 el viernes, después de que un ataque aéreo de Estados Unidos en Bagdad mató a importantes comandantes militares iraníes e iraquíes, lo que generó preocupaciones de interrupciones en los suministros de petróleo de Oriente Medio.

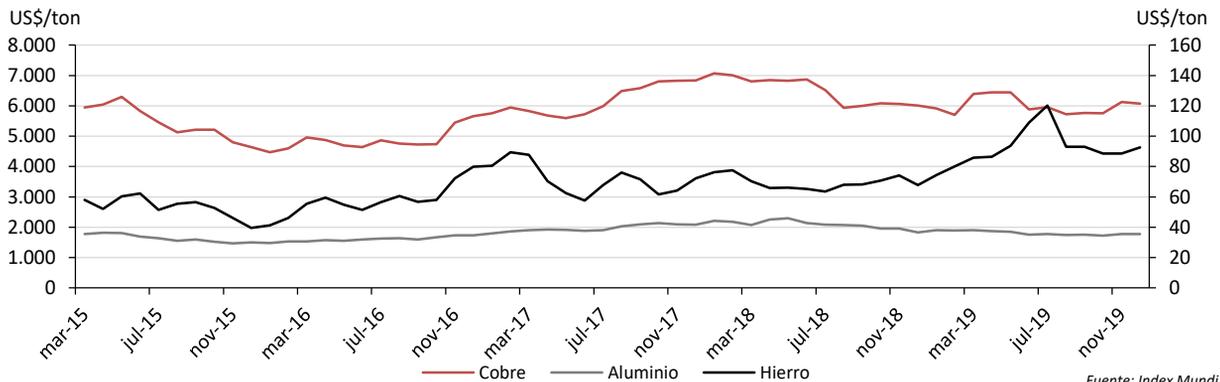
Los futuros del crudo Brent tocaron un máximo intradía de US\$ 69,16 por barril, su cota más alta desde el 17 de septiembre, antes de cotizarse con un alza de US\$ 2,42, o un 3,65%, a US\$ 68,67 a las 0914 GMT.

Los futuros del crudo West Texas Intermediate de Estados Unidos ganaban US\$ 2,2, o un 3,6%, a US\$ 63,38 por barril, luego de dispararse hasta los US\$ 63,84, su pico más alto desde el 1 de mayo.

“Los riesgos del lado de la oferta siguen siendo elevados en Oriente Medio y podríamos ver que las tensiones continúan aumentando entre Estados Unidos y las milicias respaldadas por Irán en Irak”, dijo Edward Moya, analista de la correduría OANDA, en un correo electrónico a Reuters.

Fuente: La Tercera (03/01/2020)

Precio Internacional de Cobre, Aluminio y Hierro



Cobre profundiza caída por coronavirus e inventarios

Después de haber llegado a un peak sobre los US\$ 2,85 la libra, el cobre marcó ayer su cuarto día consecutivo de bajas. El metal cedió un 0,89% hasta los US\$ 2,7685, su menor nivel en más de dos semanas, acumulando una contracción de 3,13% en su pequeña racha bajista.

El precio se vio presionado principalmente por las preocupaciones que ha levantado entre los inversionistas el brote de coronavirus en China, dado el efecto que podría tener en la economía, y una marcada subida en los inventarios en la Bolsa de Metales de Londres, que ayer saltaron en 32 mil toneladas métricas.

Fuente: Diario Financiero (23/01/2020)

NOTICIAS INTERNACIONALES

Ecuador

**Banco Pichincha lanza la primera emisión de bonos verdes de Ecuador**

BID Invest, miembro del Grupo Banco Interamericano de Desarrollo (BID), suscribió US\$50 millones de un bono emitido por Banco Pichincha Ecuador por un total de US\$150 millones. Se trata del primer bono verde en Ecuador y los recursos de la emisión irán dirigidos a incrementar la oferta de financiamiento verde en el país, específicamente en proyectos relacionados con la eficiencia energética, energías renovables, producción limpia, construcción y transporte sostenible y gestión de residuos.

El campanazo de la primera emisión de bonos verdes en el mercado ecuatoriano tuvo lugar el 20 de diciembre de 2019, en la Bolsa de Valores de Quito (BVQ), y fueron vendidos en menos de diez minutos.

“Los bonos verdes impulsan el financiamiento sostenible y la transición hacia una economía baja en carbono y resiliente al cambio climático”, afirmó Gema Sacristán, directora general de Negocio de BID Invest. *Fuente: PV-Magazine (23/12/2019)*

Dinamarca

La fotovoltaica contra las enfermedades del cerebro y del corazón

Una investigación dirigida por la Universidad de Aarhus de Dinamarca ha dado lugar a una tecnología fotovoltaica orgánica microscópica que, según sus desarrolladores, podría utilizarse para crear andamiajes en el cuerpo con control de la luz y estimulación neuronal. La tecnología consiste en nano fibras a base de agua recubiertas con una sustancia fotovoltaica biológica que puede ser fácilmente inyectada en el cuerpo, según los investigadores. A pesar de no estar en contacto directo con la luz, los semiconductores de nanomateriales fotovoltaicos orgánicos incrustados en las nano fibras pueden recibir la pequeña cantidad de luz capaz de penetrar en los tejidos.

“La investigación ya ha demostrado que la estimulación eléctrica puede hacer que las neuronas se regeneren”, declaró el equipo de investigación. Menglin Chen, uno de los autores de un trabajo que explica los resultados, añadió: “Si tenemos éxito, esto tendrá un gran impacto en la implementación de nuevos métodos de tratamiento para varias enfermedades del cerebro y del corazón en el futuro”. Una investigación independiente de los Estados Unidos publicada el año pasado demostró que la tecnología fotovoltaica podría ser utilizada para matar las células cancerosas. Esa innovación involucró tintes fluorescentes activados por la luz basados en la tecnología FV que pueden ser usados para el diagnóstico de la enfermedad, la cirugía guiada por imagen y la terapia personalizada específica. *Fuente: PV-Magazine (03/01/2020)*

Australia

**Científicos australianos crean una nueva batería de litio y azufre**

Investigadores de la Universidad de Monash de Australia han desarrollado una batería de azufre-litio, utilizando celdas prototipo provistas por el Instituto Fraunhofer de Tecnología de Materiales y Rayos de Alemania para crear el dispositivo.

El nuevo proceso de fabricación detrás de la tecnología de baterías – para la cual los investigadores tienen una patente aprobada y registrada – consiste en reconfigurar el diseño de los cátodos de azufre para tolerar cargas de tensión más altas sin una disminución en la capacidad o el rendimiento total. Los investigadores de Monash dijeron que se inspiraron en una arquitectura de puente única que se registró por primera vez durante el procesamiento de polvos de detergente en la década de 1970.

El coordinador de investigación, Matthew Hills, afirma que el nuevo enfoque puede permitir la fabricación de baterías más baratas y sostenibles, así como una mejor medición del rendimiento y ciclos más largos, ya que se basa en procesos con base en el agua. Los científicos dijeron que la batería podría alimentar un teléfono inteligente durante cinco días o un vehículo eléctrico durante más de 1.000 km con una sola carga. *Fuente: PV-Magazine (10/01/2020)*

España

**La Universidad de Oviedo presenta un sistema de red eléctrico pionero para medir el impacto de las nuevas tecnologías**

El estudio, que está financiado por el departamento de Innovación de la empresa EDP, recrea una ciudad real, con datos geográficos de las líneas, secciones, conexiones, centros de transformación y las medidas proporcionadas por los contadores inteligentes, ha informado este viernes la institución académica en un comunicado. La revista «International Journal of Electrical Power and Energy Systems» ha publicado un artículo donde se hace eco de la importancia de este modelo para evaluar el impacto, entre otras, de la generación fotovoltaica o los sistemas de recarga de los vehículos eléctricos.

La relevancia de este sistema radica en que hasta la fecha los únicos modelos digitales existentes hacían referencia a redes americanas mientras que en Europa se utilizaban datos sintéticos. Este sistema representa una pequeña ciudad en la que hay 8.087 puntos de consumo eléctrico y 30 centros de transformación eléctrica y proporciona la información geográfica, los datos de consumo a lo largo de 20 días y todas las herramientas que permiten crear y resolver el modelo matemático de la red que consta de más de 10.000 nodos eléctricos.

Fuente: El periódico de la energía (17/01/2020)

Uruguay

**Uruguay vuelve a posponer la subasta de 65 MW**

La UTE dijo que tiene previsto contar para el primer trimestre del año 2020 con el suministro de 65 MWp de paneles solares. “Se requiere la construcción, operación y mantenimiento de la planta, que deberán incluir los estudios, la elaboración de la ingeniería, el suministro, instalación, ensayos, puesta en servicio y todo lo necesario para cumplir con tal condición (a excepción de la subestación de 150 kV y el suministro de los paneles fotovoltaicos),” decía el pliego.

La fecha límite de presentación de ofertas fue el 25 de octubre de 2019. Desde entonces, los términos de la licitación pasaron por numerosas modificaciones y la propia subasta fue aplazada varias veces.

La nueva fecha es ahora el 15 de enero de 2020, pospuesta desde el 18 de diciembre de 2019, según el anexo de UTE al pliego de condiciones publicado la pasada semana. *Fuente: PV Magazine (12/2019)*

Brasil

**Una universidad de Brasil y Copel se alían para crear una red de estaciones de investigación de energía solar**

La investigación comparará las tecnologías de generación solar e indicará las más adecuadas para la instalación de plantas de energía solar en cada región del Estado. El conjunto de las redes permite analizar la variación de la radiación solar a lo largo del año en las diferentes regiones del Estado, y esta cartografía, junto con otros análisis, indicará las tecnologías de módulos fotovoltaicos más adecuadas y ventajosas para cada región, en función de su microclima.

Las estaciones solarimétricas instaladas en el proyecto formarán parte de la red SONDA del INPE y proporcionarán mediciones más precisas de la radiación solar en Paraná. Según el documento, “la infraestructura ofrece un arreglo único para hacer de Paraná una referencia en la generación de energía solar”. Junto con las estaciones solarimétricas, se instalaron módulos de evaluación con sistemas fotovoltaicos de cuatro tecnologías diferentes: silicio monocristalino, silicio policristalino, telurio de cadmio (CdTe) y cobre, indio y disimuro de galio (CIGS). Los módulos permiten comparar el comportamiento de los paneles solares y la eficiencia de la generación solar bajo diferentes condiciones climáticas, evaluando factores como la velocidad del viento, la temperatura ambiente y la radiación solar, entre otros.

Fuente: PV-Magazine (13/01/2020)



www.valgesta.com

