

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Junio 2020

Contenido

Editorial	2-3
Análisis de operación	4-5
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales System	6
Análisis por empresa	7-8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No Convencionales	9
Expansión del Sistema	10
Proyectos en SEIA	11
Seguimiento regulatorio	11

Hidrógeno verde: ¿Oportunidad para Chile?

El uso de combustibles fósiles ha satisfecho gran parte de las necesidades energéticas de la población mundial: gas para calentar agua y cocinar alimentos; leña o parafina para calefaccionar hogares; petróleo para el uso de transporte terrestre y marítimo; y generación térmica para el abastecimiento de la demanda eléctrica, entre otros. El uso intensivo en combustibles fósiles ha tenido un impacto en la salud de las personas y en el medio ambiente. Incluso algunos expertos señalan que el daño producido por el cambio climático podría ser irreversible¹ si no se empiezan a tomar medidas en el mundo de forma estricta y responsable.

En la lucha contra el cambio climático, los esfuerzos por descarbonizar la matriz energética han puesto al hidrógeno como una alternativa real a los combustibles fósiles, ya que puede ser producido y utilizado como combustible sin emitir dióxido de carbono (CO₂). Sin embargo, el hidrógeno como combustible no es una idea nueva; desde el siglo XIX que se ha utilizado e incluso ha servido como combustible para naves espaciales. Existen dos métodos para obtener energía del hidrógeno puro²: combustión directa, la cual produce agua y es libre de CO₂, y a través de celdas de combustible, obteniéndose como productos, electricidad y agua.

La producción de hidrógeno, en su estado molecular puro (H₂), históricamente se ha hecho principalmente a través de procesos termoquímicos que generan gases de efecto invernadero (GEI), como la reformación de hidrocarburos con vapor de agua³, razón por la que en la industria es llamado hidrógeno gris (H₂ + GEI). Para que el hidrógeno sea una alternativa energética libre de emisiones, es necesario obtenerlo a través del proceso de electrólisis del agua, el cual por medio de electricidad divide la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno. Al llevar a cabo este proceso con energía generada por fuentes libres de GEI, se obtiene hidrógeno verde (H₂). Existe la posibilidad de usar sistemas de captura y almacenamiento de las emisiones de carbono en la producción de este combustible, tanto si es por procesos termoquímicos o por electrólisis con energía generada con combustibles fósiles, lo que tiene como resultado la producción de hidrógeno azul (H₂ + CO₂ capturado).

Las políticas de descarbonización en el mundo, producto de los efectos del cambio climático, así como la disminución de los costos en fuentes renovables, han puesto al hidrógeno en el interés de la comunidad internacional. Un Estudio de *Hydrogen Council*⁴ prevé que en Europa el costo de producción de hidrógeno verde en lugares con alto potencial de producción de energía renovable podría disminuir hasta un valor de US\$[1-1,5]/kg entre 2025 y 2030⁵. En el caso de Chile, la complementariedad de las energías renovables variables (solar y eólica) durante el día, podría permitir una disminución en los costos alcanzando hasta US\$1,4/kg a la misma fecha. Como referencia, actualmente el costo de producir hidrógeno verde es de US\$[2,5-4,5]/kg⁶.

Para producir hidrógeno verde a través de la electrólisis del agua, nuestro país cuenta con el principal recurso: sol de primer nivel. El norte tiene el territorio con mayor radiación del mundo, permitiendo tener electricidad a bajo costo. En la última licitación de energía para clientes regulados, el precio alcanzó un promedio de 32,5 US\$/MWh solo con energía renovable. Según Bloomberg⁷, existen proyectos en Chile, Australia, China y Emiratos Árabes, que han alcanzado un LCOE bajo los US\$30/MWh en energía solar, lo que nos ha posicionado como uno de los países de mayor interés para invertir en proyectos solares. Adicionalmente, gracias a nuestra

extensa costa, contamos con agua salada, que podría ser sometida al proceso de desalación, sin embargo, esto aumentaría los costos de producción del hidrógeno. A la fecha existen varios proyectos de desalación de agua en operación, los que se han desarrollado en Chile en parte para mitigar el impacto de la crisis hídrica y ambiental.⁸

Ciertamente un crecimiento en esta dirección conllevará a un desarrollo importante del sistema eléctrico en la zona norte del país, y más aun considerando las potenciales aplicaciones⁹ del hidrógeno verde, lo que podría aumentar significativamente su demanda a futuro. Entre las alternativas de explotación del hidrógeno destacan¹⁰:

Power-to-X-to-Power

El concepto *power-to-X-to-power* hace referencia a la posibilidad de usar energía (excedente) para producir hidrógeno como intermediario en la producción de otros químicos o energía. Si bien la densidad energética del hidrógeno resulta ser baja (por su baja densidad volumétrica)¹¹ respecto de los combustibles fósiles, la densidad energética del hidrógeno comprimido es mayor a la que tienen actualmente las baterías de litio. Esta alternativa toma especial relevancia para el desarrollo de sistemas de almacenamiento. No obstante, estudios más acabados deberán evaluar la posibilidad de que el hidrógeno sea una alternativa al litio en almacenamiento dedicado a dar flexibilidad al sistema eléctrico. Como ejemplo, en Francia se ha lanzado recientemente el proyecto *Hyflexpower*¹² que busca demostrar que el hidrógeno puede producirse a partir de vertimientos de electricidad renovable, almacenarse y posteriormente ser usado en turbinas de gas natural modificadas.

Según la IEA, la competitividad del hidrógeno para la generación de electricidad frente al gas natural, depende del precio a las emisiones de carbono. Por ejemplo, el precio del CO₂ tendría que ser de US\$100/tCO₂ para que el hidrógeno sea competitivo si es producido a un precio de US\$1,5/kg¹³ (hoy el impuesto a las emisiones en Chile es de US\$5/tCO₂). Para tener una referencia, se estima que con hidrógeno producido y almacenado a un costo total de US\$2/kg el costo de generación de energía en turbinas de ciclo combinado alcanzaría un valor de US\$100/MWh⁴ (factor de planta del 75%).

En el marco del proceso de descarbonización que se ha implementado en Chile, el cierre de centrales a carbón dejará infraestructura que podría ser aprovechada para otros fines. Hay proyectos en el mundo que buscan aprovechar el emplazamiento y parte de las instalaciones de centrales a carbón. En general son proyectos que implican la instalación de turbinas que operan con mezclas de gas e hidrógeno inicialmente para evolucionar al funcionamiento solo con hidrógeno en el futuro¹⁴. Otra alternativa se plantea en el estudio de alternativas al retiro de unidades de carbón en Chile¹⁵, que consiste en usarlas para generar hidrógeno y electricidad. El proceso completo se denomina ciclo combinado con gasificación integrada del carbón y captura y secuestro de carbono (IGCC-CCS, por sus siglas en inglés). Considera, sin embargo, una etapa de captura del CO₂ producido en el proceso, que luego se almacena en formaciones geológicas¹⁶. Así, este mecanismo de producción

⁸ [Impulso de desarrollo de desaladoras en Chile](#)

⁹ Actualmente el hidrógeno es usado principalmente en: el refinamiento de petróleo, producción de amoníaco y fabricación de otros químicos.

¹⁰ Las alternativas que se exponen se relacionan entre sí, y su clasificación es un intento de ordenar los posibles usos.

¹¹ La densidad energética puede mejorarse con el almacenamiento a alta presión o en estado líquido a bajas temperaturas. Sin embargo, esto requiere un gasto adicional de energía para llevarlo a aquel estado.

¹² [Hyflexpower Power-to-X-to-power hydrogen](#)

¹³ Considerando el costo del gas en US\$7/MMBtu y factor de planta de 15%. [The Future of Hydrogen](#)

¹⁴ [Proyecto modificación central IPP](#)

¹⁵ [Alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón](#)

¹⁶ Los mantos de carbón de la zona de Arauco podrían ser una alternativa de almacenamiento, pero no hay estudios que indiquen su capacidad de almacenamiento ni la retención del gas durante el largo período de tiempo necesario.

¹ [Climate Change is Accelerating](#)

² [Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile](#)

³ Proceso en el que se obtienen las moléculas de hidrógeno a partir de la disociación de hidrocarburos obteniendo hidrógeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono.

⁴ [Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective](#)

⁵ Esto en condiciones de la disminución de hasta un 80% del CAPEX de los electrolizadores, y en un escenario de disminución de costos de la energía renovable.

⁶ [Hydrogen Economy Outlook - Key messages](#)

⁷ [Scale-up of Solar and Wind Puts Coal, Gas at Risk](#)

de hidrógeno azul podría servir como etapa de transición para la maduración de tecnologías de consumo del combustible.

Hidrógeno como vector de energía

Es una alternativa o complemento a la electrificación. Un ejemplo puede ser el caso de la calefacción. En Chile un 73% del uso energético de los hogares se destina a calefacción/climatización, y aún se mantiene un porcentaje importante de fuentes emisoras de GEI y/o material particulado como la leña, que es usada por el 39% de los hogares¹⁷. En este sector, el hidrógeno podría mezclarse con gas natural para inyectarse a redes existentes, adecuarse éstas para operar con hidrógeno puro, usarlo para fabricación de metano sintético, o ser usado en celdas de combustible para alimentar bombas de calor². Otros casos son los sectores como el transporte pesado y procesos industriales, donde la electrificación como alternativa libre de emisiones resulta compleja, debido a las limitaciones de densidad energética de las baterías. En el caso del transporte, la mayor densidad energética del hidrógeno es clave para la descarbonización, particularmente del transporte de carga, que requiere mayor autonomía y que no quiere sacrificar parte de su capacidad (volumen de carga) para uso de baterías.

Con todo, en dichos sectores la transición hacia una fuente de energía que reemplace al diésel es muy atractiva, ya que, por ejemplo, en la minería de Chile el consumo de diésel es responsable de la emisión de 7 MMtCO_{2eq}/año (Chile en 2016 emitió 111 MMtCO_{2eq})¹⁸. De hecho, Corfo ha apoyado dos proyectos para que camiones mineros y cargadores frontales, usen hidrógeno para combustión o en celdas de combustible respectivamente, mientras que en Australia también existen proyectos con soluciones similares¹⁹.

En este sentido, es interesante que, en el territorio de mayor concentración minera, cuyo segmento utiliza abundante recurso hídrico y combustibles fósiles, el hidrógeno podría ser una alternativa de uso importante (a 2018 el consumo de combustibles representa el 46,7% del consumo energético total de la minería del cobre, con el diésel representando el 90,4% del peso relativo²⁰) teniendo en cuenta que, en esas ubicaciones, también es donde se encuentra la mayor radiación solar. Esto resulta aún más atractivo, ya que existe el potencial de producir hidrógeno cerca del consumo, a través de la electrólisis del agua de mar (desalada) con generación solar. Como ejemplo, la Asociación *Hydrogen Europe* ha planteado la posibilidad de usar las redes de gas natural en Europa y el norte de África para su reconversión a hidrógeno²¹, y de esta manera conectar zonas de generación de hidrógeno verde con las industrias y surtirlos de energía limpia.

Exportación del hidrógeno

Resulta interesante la opción de utilizar la gran cantidad de energía renovable disponible en Chile para la generación de hidrógeno verde y exportarlo a cualquier lugar del mundo. Estaríamos trasladando el potencial renovable²² de nuestro territorio a zonas que cuenten con menos recursos de este tipo, añadiendo valor agregado a nuestra industria local. La Unión Europea (UE) se perfila como posible consumidor de hidrógeno verde⁴, y Chile podría abrirse a ese mercado si es que se inicia el desarrollo local de hidrógeno a tiempo. Es menester desarrollar el mercado de producción local para lograr disminuir los costos de este combustible y ser competitivos a nivel internacional. No obstante, la UE pretende producirlo con sus propios recursos renovables, y es necesario tener en cuenta que los costos de transporte son altos debido a la complejidad que presenta el hidrógeno para licuarlo y así poder transportarlo. Por lo tanto, se debe estudiar a fondo la competitividad que tendría el negocio de producción en Chile para su posterior exportación, frente a la producción en el

lugar de consumo final o frente a otros potenciales productores de hidrógeno verde (países de alta radiación y acceso a mar, por ejemplo, aquellos en la península arábiga).

En el estudio de *Hydrogen Council* se estima un costo de exportación desde Chile a Estados Unidos de US\$2,7/kg para 2030, mientras que desde Australia a Japón es de US\$3,3/kg²³. Un estudio enfocado en Chile²⁴ establece valores estimados de entre US\$[3,93-5,4]/kg para la exportación del hidrógeno a Japón en 2030.

De todas maneras, otros mercados potenciales distintos a los de la UE, como el de Japón, están desarrollando planes para hacer del hidrógeno uno de los factores protagonistas para alcanzar la carbono neutralidad. El crecimiento del consumo en mercados como el europeo y japonés sentará las bases para que el resto del mundo también avance hacia el uso del hidrógeno permitiendo el crecimiento del potencial de exportación.

Reflexiones finales

La tecnología del hidrógeno verde enfrenta desafíos que se deben sortear aún para su aplicación. En el contexto nacional hace falta establecer el marco normativo necesario tanto para su uso, como para llevar a cabo la estrategia de desarrollo. Ya se han realizado estudios²⁵ por gestión de la GIZ y el Ministerio de Energía que van en la dirección de establecer un marco regulatorio para el hidrógeno, especialmente en su tratamiento como combustible en nuestro país. Estos han revisado la normativa internacional como referencia para la aplicación en Chile, y se ha encontrado una falta de normas en el mundo, que sean aplicables al uso de hidrógeno en minería subterránea, lo que implica un trabajo de creación de éstas.

Por supuesto, la estrategia a seguir también debe estar en línea con las alternativas de uso que se relacionen con los recursos del país. Empresas privadas tanto en Chile como el extranjero ya están interesadas en el uso del hidrógeno en distintos ámbitos, como los camiones mineros alimentados por hidrógeno, o en producción por electrólisis de agua de mar desalada. El interés que ha presentado la autoridad en esta materia y en desarrollar una estrategia a largo plazo va en el sentido correcto. Misión Cavendish²⁶ es una iniciativa interesante para acercar las soluciones y propuestas del hidrógeno en Chile, y en las jornadas que ha realizado ha permitido acceder a información respecto de los desarrollos de este combustible, los aspectos económicos, los aspectos regulatorios y las iniciativas nacionales e internacionales. De todas formas, sería importante aterrizar la experiencia internacional al contexto nacional y analizar costos y beneficios de cada una de las aplicaciones del hidrógeno, para así determinar cuantitativamente cuáles son rentables y de no serlo conocer a qué costo de producción comenzarían a ser viables, siendo así posible determinar cronogramas de acción y clarificar la urgencia de esta discusión.

En este sentido es importante destacar que el Ministerio de Energía ha impulsado la creación de un plan estratégico en esta materia que se espera para fin de año, y que plantea 4 ejes principales de acción: desarrollar regulación para uso y producción del hidrógeno; analizar planes y políticas a nivel internacional; establecer alianza público-privada-académica para elaborar una hoja de ruta y un plan de acción a 2025; e identificar proyectos para opciones de cofinanciamiento.

Ciertamente, el hidrógeno verde no es la única solución a todos los desafíos venideros respecto de la transición hacia la carbono neutralidad, pero aparece como un promotor complementario a las energías renovables, y puede tomar un rol preponderante en la descarbonización de sectores industriales y de transporte de Chile y el mundo.

¹⁷ Informe de usos de la energía de los hogares Chile 2018

¹⁸ Presentación Misión Cavendish. Actualización Chile sobre cambio climático

¹⁹ Proyectos equipos mineros Chile. Proyectos Australia

²⁰ Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al 2018

²¹ Green Hydrogen for a European Green Deal.

²² El potencial solar de Chile es de 1.810 GW.

²³ Se destaca que la estimación es muy sensible por la incertidumbre que aún existe en las posibilidades de reducción de costos.

²⁴ Presentación Misión Cavendish. Jornada 1

²⁵ Descarbonización del sector energético chileno. Hidrógeno - cadenas de valor y legislación internacional. Proposición de estrategia regulatoria del hidrógeno para Chile

²⁶ <https://clubdeinnovacion.com/cavendish/>

Análisis de operación

Generación

En el mes de mayo la generación total del SEN fue de 6.406 GWh/mes, un 3,6% mayor a abril de 2020 (6.180 GWh/mes) y un -2,6% inferior a mayo 2019 (6.579 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación de energía mediante hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, diésel y carbón aumentó un 23%, 26%, 1012% y 5,9% en relación con el mes de abril. En contraste, la participación de la generación mediante energía eólica, solar, y gas disminuyó en un 0,1%, 13% y 10,7% respectivamente en relación con el mes de abril.

Durante mayo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades de pasada: La Higuera, Antuco y Chacayes (25, 3 y 2 días respectivamente); la centrales hidráulicas de embalse: Colbún, El Toro y Cipreses (27, 7 y 3 días respectivamente); la centrales de carbón: Guacolda 3 y 4, Mejillones CTM1 y IE Mejillones(2, 11, 4 y 2 días respectivamente); las centrales de gas: Mejillones CTM3, San Isidro de gas argentino y TalTal 2 (3, 4 y 10 días respectivamente) y por último, la central diésel Los Guindos (2 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de mayo, la potencia máxima generada fue de 10.283 MW el día 19, y la mínima fue de 6.937 MW el día 24. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de mayo, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

De forma similar al mes de abril, la energía embalsada en el SEN no superó los niveles de mayo del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 48% del promedio mensual entre los años 1994 y 2019 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (mayo de 2020), el nivel de excedencia observado es igual a 99%, es decir, se ubica en el 1% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN

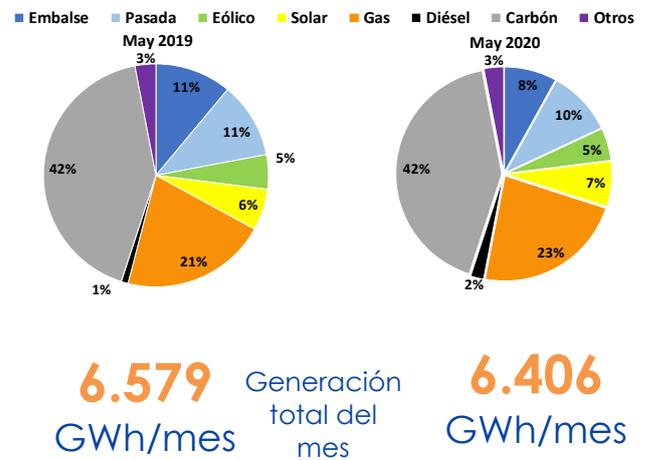
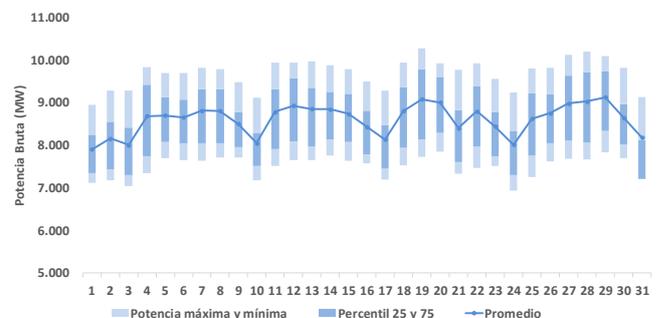


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **10.283 MW**
Potencia mínima mes **6.937 MW**

Figura 2: Generación bruta del SEN mayo 2020 (Fuente: CEN)

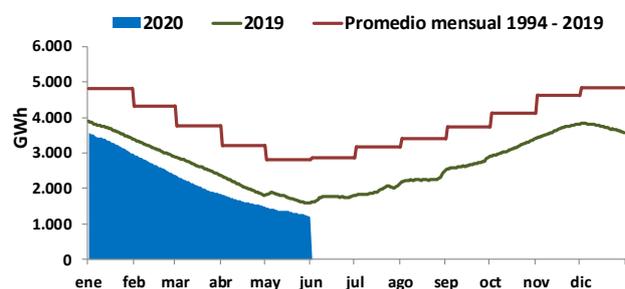


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En mayo 2020 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 40,9 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 5% con respecto a abril del mismo año (43,3 US\$/MWh), y una disminución de 21% respecto a mayo de 2019 (51,9 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el gas y diésel, y en demanda baja principalmente por el carbón (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en mayo de 2020 fue de 45,2 US\$/MWh, lo cual refleja un aumento del 0,6% con respecto a abril del mismo año (44,9 US\$/MWh), y una disminución de 34 % respecto a mayo de 2019 (68,5 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 5).

Durante mayo se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 6). El total de desacoples del SEN fue de 207 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: Polpaico 500 – N. Pan de Azúcar 500 (15 eventos); Quillota 110 – San Pedro 110 (10 eventos), Itahue 220 – Itahue 154 (8 eventos) y N. Pan de Azúcar 500 – N. Pan de Azúcar 220 (4 eventos), con un desacople promedio de 31,3 US\$/MWh, 3,3 US\$/MWh, 26,1 US\$/MWh y 30,2 US\$/MWh respectivamente.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios del SEN.

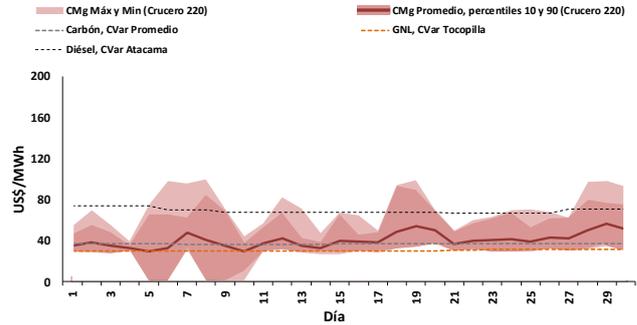


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Crucero 220 (Fuente: CEN)

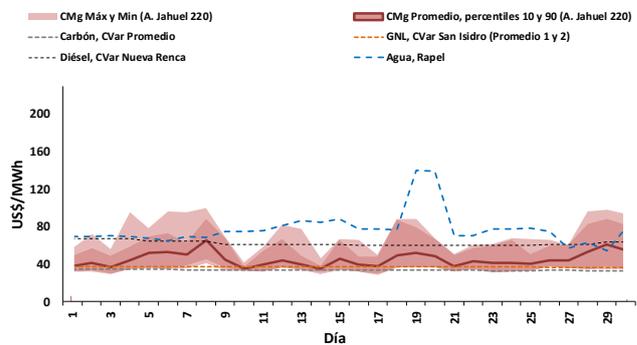


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

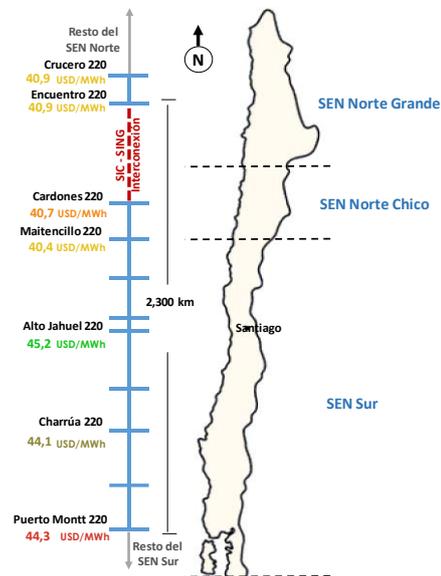


Figura 6: Costo marginal promedio de abril en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
POLPAICO 500-N.P.AZUCAR 500	75	31,3	Lo Aguirre 500-POLPAICO 500	2	2,0
QUILLOTA 110-S.PEDRO 110	35	3,3	CAUTIN 220-TAP-RIOTOLTEN 220	0,2	-
ITAHUE 220-ITAHUE 154	45	26,1	D.ALMAGRO 220-CACHYUYAL 2	4	32,4
N.P.AZUCAR 500-N.P.AZUCAR 220	7	30,2	ITAHUE 154-TENOI 154	1	3,1
ARICA 110-ARICA 066	38	0	N.MAITENCILLO 500-N.MAITENCI	1	3,5

Los costos marginales presentados provienen del portal de estadística del CEN, que no se encuentran ajustados mediante el informe de Balance de Transferencias.

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

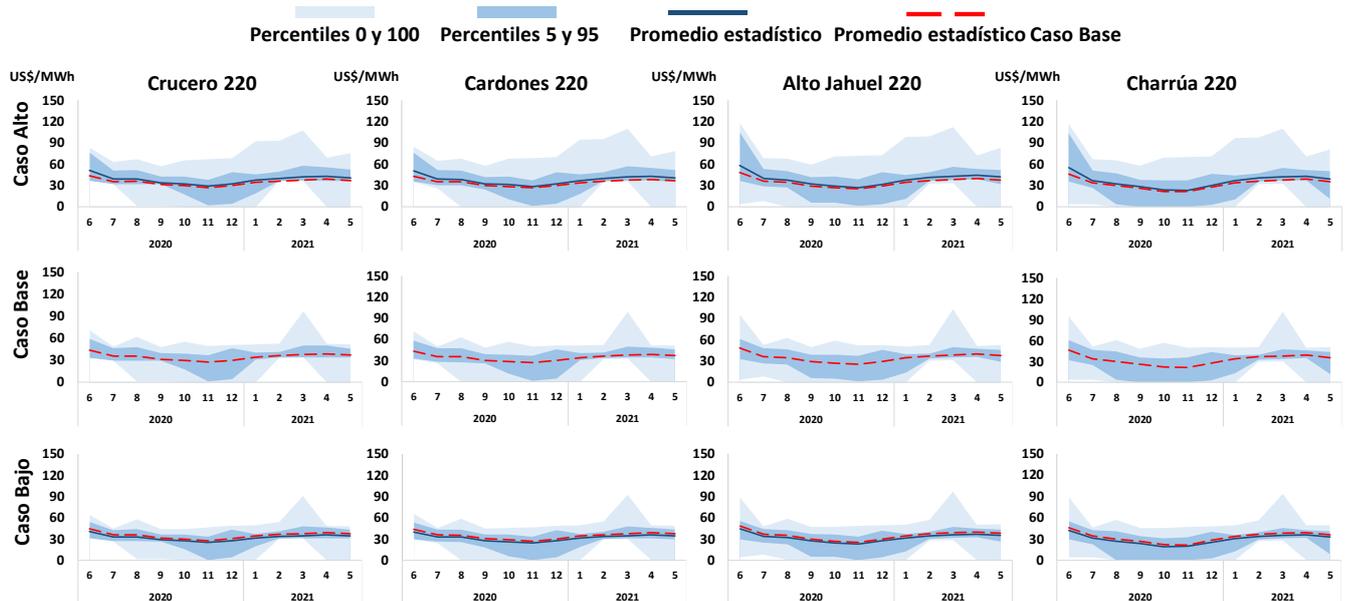


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Dada la actual contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera una contracción para los próximos 12 meses de 0,2% con respecto al mismo período móvil anterior. Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2 y un nivel de generación de las centrales que utilizan Gas igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación de Gas y bajos costos de combustibles; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de GNL, y los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2019 (Real)	0.5%	0.5%	0.5%	
	2020 (Proyectada)	-0.2%	-0.2%	-0.2%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	87.5	97.2	106.9
		Angamos	62.4	69.3	76.2
		Guacolda (Promedio)	59.8	66.5	73.1
		Andina	59.1	65.6	72.2
		Hornitos	58.9	65.5	72.0
		Norgener	62.9	69.9	76.9
	N. Ventanas	65.2	72.4	79.6	
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	38.8	43.1	47.4
		Mejillones	37.6	41.8	46.0
		San Isidro	5.3	5.9	6.5
Nehuenco		6.3	7.0	7.7	
GN US\$/MMBtu	Nueva Renca	5.6	6.2	6.8	
	Mejillones, Tocopilla	3.1	3.4	3.7	
	Kelar	7.7	8.6	9.5	

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y

transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto los costos reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 4.079 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.540 MW son solares, 1.049 MW son eólicos, 28 son geotérmicos, 712 MW hidráulicos y 750 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 7**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).

Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis físico y financiero por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En mayo, Enel Generación elevó su generación hidráulica, a partir de carbón y gas, mientras que disminuyó su generación solar. Por su parte, Colbún aumentó su generación de GNL, hidráulica y a partir de carbón. Por otro lado, AES Gener, aumentó su generación de carbón e hidráulica. Engie disminuyó su aporte en base a gas y en base a carbón. Por último, Tamakaya disminuyó considerablemente su producción térmica de Gas Natural.

En mayo, las empresas Enel, Tamakaya y Engie fueron deficitarias, mientras que Colbún y AES Gener fueron excedentarias.

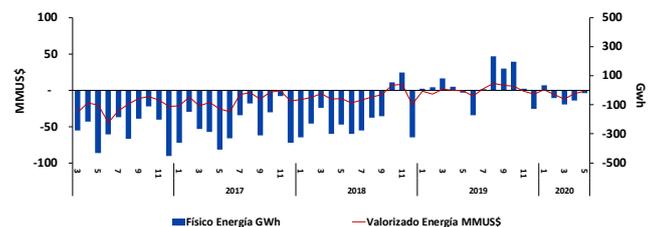
Enel Chile

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2019	Abr 2020	May 2020
Diésel	2	0	1
Carbón	366	173	318
Gas Natural	242	473	185
GNL	510	114	307
Hidro	681	405	519
Solar	73	86	73
Eólico	149	121	126
Getérmica	22	24	26
Total	2.046	1.396	1.555

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2020	May 2020
Bocamina (prom. I y II)	37,7	37,3	
San Isidro GNL (prom. I y II)	37,0	37,5	
Taltal Diesel	182,9	188,4	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	125,9	131,0	
Celta Carbón (CTTAR)	32,2	32,2	

Transferencias de Energía mayo 2020	
Total Generación (GWh)	1.555
Total Retiros (GWh)	1.576
Transf. Físicas (GWh)	-21
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1

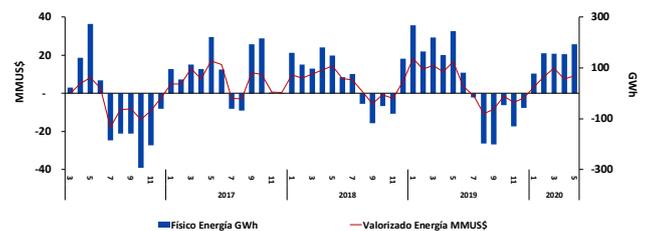


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2019	Abr 2020	May 2020
Diésel	2	8	12
Carbón	258	223	227
Gas Natural	32	241	117
GNL	444	250	373
Hidro	455	262	341
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	1.191	983	1.070

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2020	May 2020
Santa María	35,8	32,9	
Nehuenco GNL (prom. I y II)	38,8	38,8	
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	107,8	112,5	

Transferencias de Energía mayo 2020	
Total Generación (GWh)	1.070
Total Retiros (GWh)	876
Transf. Físicas (GWh)	194
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9



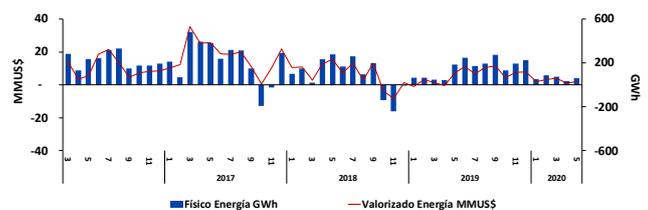
AES Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2019	Abr 2020	May 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	1.703	1.673	1.667
Gas Natural	4	1	1
GNL	0	0	0
Hidro	74	65	54
Solar	5	6	5
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
Total	1.787	1.744	1.727

*Incluye Guacolda, Cochran y Angamos, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2020	May 2020
Ventanas prom. (prom. I y II)	53,7	51,1	
N. Ventanas y Campiche	32,8	32,8	
Angamos (prom. 1 y 2)	25,5	27,1	
Guacolda III	31,2	28,8	
Norgener (prom. 1 y 2)	31,2	32,2	

Transferencias de Energía mayo 2020	
Total Generación (GWh)	1.727
Total Retiros (GWh)	1.668
Transf. Físicas (GWh)	59
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2



Análisis por empresa

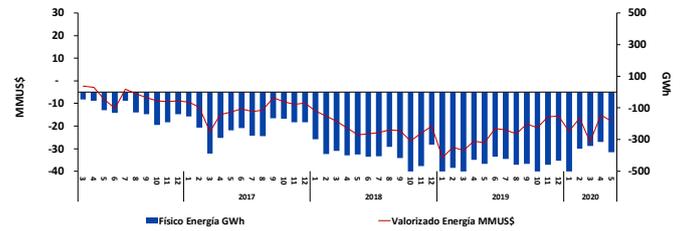
Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2019	Abr 2020	May 2020
Diésel	0	0	1
Carbón	391	411	430
Gas Natural	140	143	146
GNL	52	120	53
Hidro	11	4	8
Solar	7	11	9
Eólico	0	0	0
Total	600	689	646

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Abr 2020	May 2020
Central		
Andina Carbón	30,5	31,8
Mejillones Carbón	38,6	39,1
Tocopilla GNL	36,6	37,0

Transferencias de Energía mayo 2020	
Total Generación (GWh)	646
Total Retiros (GWh)	1.026
Transf. Físicas (GWh)	-380
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-18

*Considera Andina y Hornitos

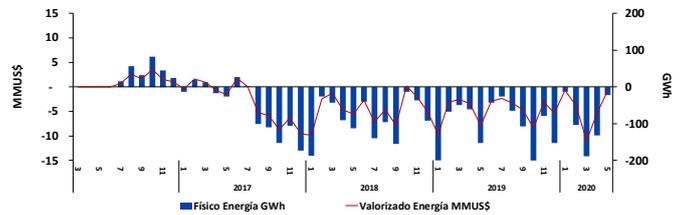


Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2019	Abr 2020	May 2020
Diésel	0	0	64
Carbón	0	0	0
Gas Natural	160	327	448
GNL	80	164	192
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	240	491	704

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Abr 2020	May 2020
Central		
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	65,6	64,2

Transferencias de Energía mayo 2020	
Total Generación (GWh)	256
Total Retiros (GWh)	277
Transf. Físicas (GWh)	-21
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Información de empresas del SEN.

Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a mayo de 2020, es de 90,1 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra Polpaico 220. Se observa que actualmente Enel Distribución y SAESA acceden a menores precios, mientras que CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 3 y 4 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/02.

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación SEN

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a mayo de 2020 por generador, en barra Polpaico 220 (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
ENDESA	83,6	230.634	18.657
COLBÚN	87,9	85.213	6.895
PANGUIPULLI	128,8	6.304	548
Empresa Eléctrica Carén S.A.	118,9	1.239	83
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	122,6	900	60
Chungungo S.A.	96,3	2.850	191
Energía Cerro El Morado S.A.	126,2	600	40
SPV P4 S.A.	106,4	300	20
CAMPANARIO*	123,7	7.553	944
M. REDONDO	118,4	3.809	300
D. ALMAGRO	120,8	2.640	220
PUNTIILLA	124,6	990	83
AES GENER	82,5	75.172	5.528
GUACOLDA	71,5	9.900	900
PUYEHUE	102,9	2.190	160
E-CL	94,8	109.041	7.279
San Juan SpA.	110,8	6.570	410
Pelumpén S.A.	92,0	7.600	384
Santiago Solar S.A.	86,5	2.400	121
ACCIONA	104,4	8.640	577
Aela Generación S.A.	86,1	16.128	891
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	105,3	819	45
Iberoeólica Cabo Leones I S.A.	97,0	4.095	226
SCB II SpA	73,5	1.848	102
Amunche Solar SpA	70,4	2.310	128
El Campesino	96,7	58.000	3.871
Abengoa	124,3	13.775	919
Norvind	122,5	725	48
Precio Medio de Licitación Sistema	90,1	662.246	49.631

* Los contratos de Campanario ya no rigen, por lo que el precio de sus contratos indexados se utilizan solo como referencia
** Todos los procesos hasta la fecha indexados al 5/2020, ponderado por energía contratada

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a mayo de 2020 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
Enel Distribución	80,4	238.044	17.835
Chilquinta	97,3	53.447	3.813
CGE Distribución	105,1	194.457	14.528
Conafe	100,0	26.697	1.932
SAESA*	81,9	65.555	5.440
Precio Medio Muestra	91,4	578.200	43.548

* Considera Frontel y Luz Osorno
** Todos los procesos hasta la fecha indexados al 5/2020, ponderado por energía contratada

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a abril de 2020, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.599 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 443 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 1.149 GWh, es decir, se superó en un 160% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 48% (552 GWh) seguido por el aporte eólico con un 31% (356 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 8%, 11% y 2% respectivamente (95, 125 y 21 GWh respectivamente).

Durante mayo, se registraron 11,2 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento de 1.719 % con respecto a abril 2020 (0,6 GWh) y una disminución del 30% con respecto a mayo de 2019 (16,1 GWh). Ver Figura 9.

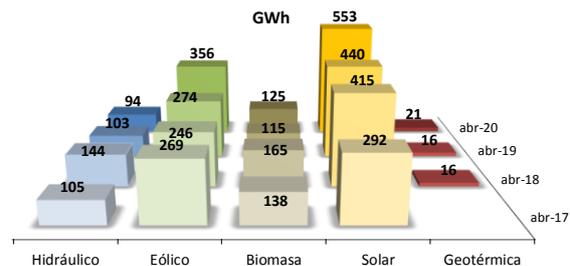


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

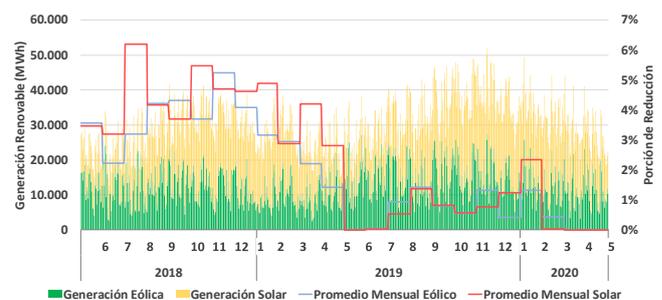


Figura 9: Vertimiento renovable durante el mes de mayo (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-171 CNE (28-05-2020) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.621 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 46,3% corresponde a tecnología solar (3.063 MW), un 25,8% a tecnología eólica (1.711 MW), un 16,4% a tecnología hidráulica (1.089 MW), un 8,4% a tecnología térmica (559 MW), un 2,5% a biomasa (166 MW), y un 0,5% a tecnología geotérmica (33 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 resume los supuestos del plan de obras de generación utilizados para la proyección de costos marginales a 12 meses (Tabla 5).

Tabla 5: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses (Fuente: CNE, Systep)

Central	Tecnología	Potencia MW	Fecha de conexión Systep
Aconcagua	Gas	42	jul-20
El Maitén	Eólica	9	jul-20
Pajonales	Diesel	100	jul-20
Pilar Los Amarillos	Solar	3	jul-20
Prime Los Cóndores	Diesel	100	jul-20
El Pinar	Pasada	11.42	ago-20
Cabo Leones II	Eólica	205.8	sep-20
Digua	Pasada	20	sep-20
USYA	Solar	52.4	sep-20
Aurora	Eólica	129	oct-20
Combarbalá	Diesel	75	oct-20
Quillagua	Solar	100	oct-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	oct-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	oct-20
Llanos Blancos	Diesel	150	nov-20
Santa Isabel Etapa I	Solar	155	nov-20
Tatara (ex Maitencillo)	Diesel	66.9	dic-20
Alfalfal 2	Pasada	264	ene-21
Atacama Solar (fase II)	Solar	150	ene-21
Campos del Sol Sur	Solar	399	ene-21
Cerro Dominador CSP	Solar	110	ene-21
La Huella	Solar	84	ene-21
Las Lajas	Pasada	267	ene-21
Río Escondido	Solar	145	ene-21
Tchamma	Eólica	150.4	ene-21
Cabo Leones III	Eólica	78.1	feb-21
Negrete	Eólica	39	feb-21
Alena	Eólica	84	mar-21
Cerro Tigre	Eólica	184.8	mar-21
Lomas de Duqueco	Eólica	58.8	mar-21
Los Cóndores	Embalse	150	mar-21
Azabache	Solar	63	abr-21
Capricornio Solar	Solar	87.9	abr-21
Cerro Pabellón 3	Geotérmica	28	abr-21
Los Olmos	Eólica	110	abr-21
Malgarida	Solar	190.8	abr-21
MAPA	Biomasa	166	may-21

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección *Infraestructura del SEN*.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a junio de 2020, totalizan 12.288 MW con una inversión de MMUS\$ 20.164, mientras que los proyectos aprobados totalizan 54.011 MW con una inversión de MMUS\$ 112.312.

Durante el último mes se aprobaron 3 proyectos solares, con una capacidad total de 266 MW. Por otro lado, entraron en calificación 4 nuevos proyectos con una capacidad instalada de 111 MW, de los cuales se destaca el proyecto Parque Minas Solar (63 MWp) y el proyecto Planta Fotovoltaica Hugo Lorenzo (33 MW).

Tabla 6: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: SEIA)

Resumen Sistema Eléctrico Nacional

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	3.349	4.037	10.430	20.946
Hidráulica	173	447	3.933	6.677
Solar	8.337	11.619	22.830	56.724
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	129	62	2.758	6.473
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	300	4.000	0	0
Total	12.288	20.164	54.011	112.312

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas System](#), sección Infraestructura SEN.

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Cuarta Versión del Informe de Avance N°2 del Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional ([ver más](#)).

Ministerio de Energía

- Modificación Decreto Supremo N°114 sobre concesiones de energía geotérmica ([ver más](#)).
- Modificación Decreto Supremo N°327 sobre concesiones eléctricas ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Informe de Servicios Complementarios ([ver más](#)).

Descargue las estadísticas del Reporte System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

www.system.cl

Junio 2020



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Camilo Avilés A. | Líder de Proyectos

caviles@system.cl

©System Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose System de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por System, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.