

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## Noviembre 2020

### Contenido

---

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

## Proceso de acceso abierto a tres años de su puesta en marcha

Los tiempos de tramitación de los procesos de conexión de un nuevo proyecto pueden afectar la planificación de los desarrolladores, teniendo un impacto en la entrada en operación comercial de sus instalaciones. Por esto, es importante que los desarrolladores contemplen los plazos del proceso de acceso abierto en la planificación de sus proyectos.

Si bien el concepto de acceso abierto ya estaba descrito y garantizado en la Ley general de servicios eléctricos, no es hasta su modificación del año 2016 mediante la Ley 20.936, donde se crea un procedimiento formal que permita darle una aplicación práctica. En efecto, previo a esa fecha, los aspectos técnicos y comerciales asociados a la conexión eran por lo general tratados en forma directa entre el interesado y el transmisor, mientras que, en forma paralela, el solicitante debía obtener la aprobación técnica del CDEC respectivo. Esto, en algunos casos generaba condiciones de asimetría que podían afectar el ejercicio del derecho de acceso abierto para la conexión de nuevas instalaciones.

La Ley 20.936 creó al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en reemplazo de los CDEC, le entregó la responsabilidad de actuar como único coordinador y aprobador de los aspectos técnicos y regulatorios asociados al proceso de conexión, y también, la responsabilidad de ejecutar los procedimientos que permitan asegurar el acceso abierto a las instalaciones del SEN. Las obligaciones que se indican en los artículos 79° y 80° de la ley se establecerían por reglamento. A falta de este último, se promulgó la Resolución Exenta N°154 del año 2017<sup>1</sup> y vigente a la fecha, la cual en forma transitoria regla las condiciones de aplicación del acceso abierto, los procedimientos y responsabilidades del Coordinador y otras partes con relación al mismo.

El propósito del concepto de acceso abierto es garantizar a los desarrolladores de proyectos condiciones no discriminatorias entre participantes que permitan facilitar la conexión al SEN. La implementación del acceso abierto presenta una diferenciación dependiendo de la naturaleza del sistema de transmisión sobre el cual se quiera conectar.

- En el caso de los proyectos que se pretendan conectar al sistema de transmisión de uso público (Sistema de transmisión nacional y zonal), deben ingresar una Solicitud de Aprobación de Solución de conexión (SASC), la cual tiene como principal objetivo identificar de forma temprana eventuales restricciones en la operación del sistema producto de la conexión de un nuevo proyecto. Además, verificar que las especificaciones de diseño y la operación del proyecto cumplan con las exigencias normativas vigentes (Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y otros), señalando eventuales necesidades de adaptación de las instalaciones involucradas con tal de no degradar el desempeño de éstas.
- Por otro lado, para proyectos que se quieran conectar al sistema de transmisión de uso privado (Sistema de transmisión dedicado) se debe ingresar una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica (SUCT), cuya tramitación y aprobación tiene por objeto garantizar el acceso abierto con condiciones no discriminatorias y establecer los términos bajo los cuales el solicitante adquirirá el derecho al uso de la capacidad técnica disponible en el sistema de transmisión dedicado.

En cualquiera de los dos casos anteriores el interesado deberá iniciar un proceso de acceso abierto, cuya aprobación por parte del Coordinador es un prerrequisito para solicitar la declaración en construcción ante la CNE y, posteriormente, solicitar un inicio de proceso de conexión con el Coordinador.

Desde la entrada en vigor del proceso de acceso abierto, este ha cumplido la labor de facilitar la tramitación de nuevas instalaciones entrantes. A partir de la implementación del régimen, el número de solicitudes realizadas ha ido en alza sostenida. Solo en el año 2020 se duplicó la cantidad total de solicitudes ingresadas desde el inicio del régimen de acceso abierto hasta fines del año 2019 (ver Figura 1)<sup>2</sup>, donde un 35% corresponden a SUCT y un 65% a proyectos que ingresan SASC.

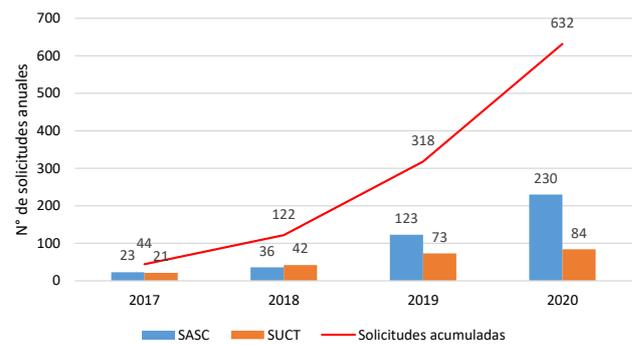


Figura 1: Solicitudes de acceso abierto ingresadas anualmente. Información pública del 20 de noviembre de 2020.

Dado el reciente incremento exponencial de requerimientos de acceso, es importante evaluar si esta tendencia tiene impactos sobre el tiempo de tramitación de nuevos proyectos que tienen interés de conectarse al SEN. En el caso de las SASC, existen dos etapas que no cuentan con plazos regulados Evaluación de Admisibilidad y Elaboración Informe de Autorización de Conexión Preliminar (EIACP). Similarmente, en el proceso de las SUCT, serían las etapas de Evaluación de Admisibilidad y Elaboración de Informe de Capacidad Técnica Disponible (EICTD) las que tampoco tienen un plazo regulatorio definido.

La Figura 2 por su parte, muestra el tiempo de tramitación actual de nuevos proyectos que ingresaron a acceso abierto entre el año 2019 hasta la actualidad, y que aún se encuentran en etapas tempranas del proceso (Evaluación de Admisibilidad, EIACP y EICTD).

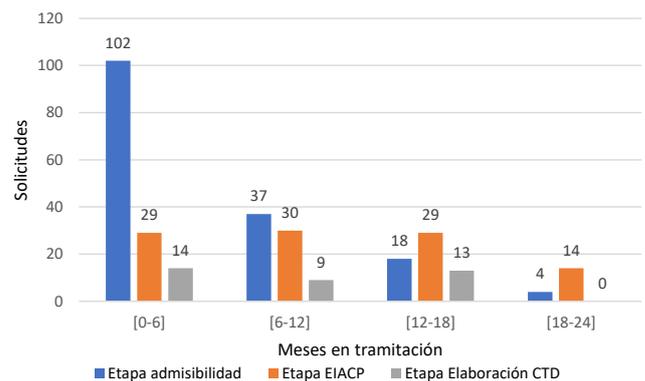


Figura 2: Tiempos de tramitación de solicitudes de acceso abierto ingresadas en los años 2019 y 2020 que siguen en etapas tempranas del proceso.

A partir de la gráfica, es posible concluir que existen iniciativas de interesados que han visto aumentar el tiempo de tramitación de sus proyectos. Esto es relevante, ya que el 40% de las solicitudes ingresadas en el año 2019 y el 70% de las remitidas en el 2020 continúan en tramitación en etapas preliminares.

Esta situación puede estar ocurriendo por el efecto conjunto entre el notorio aumento del número de solicitudes de proyectos ingresados a acceso abierto, y la limitación de recursos que pueda tener el Coordinador para abordar dicha cantidad de requerimientos. No obstante, el problema de fondo es que no hay un plazo máximo regulado establecido para estas etapas tempranas del proceso.

Las reglas actuales del acceso abierto y el aumento de solicitudes dada la tendencia que se ha visto en el último año entregan indicios de que los tiempos de tramitación podrían aumentar y no ser despreciables. Existen varias medidas para resolver esta situación, entre ellas poner un tiempo regulado máximo para estas etapas tempranas, cosa que exigirá complementar la RE-N°154 del 2017, o incluir estos plazos en el reglamento que se dicte. Una acción mitigatoria por parte de los interesados es que consideren adecuadamente estas demoras de tramitación en la planificación de sus proyectos para precaver retrasos en las puestas en servicio.

<sup>1</sup> Resolución Exenta N° 154 del año 2017. [RE-154/2017](https://www.ley.cl/ley/154-2017).

<sup>2</sup> Información obtenida el 20 de noviembre de 2020 <https://accesoabierto.coordinador.cl/>

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de octubre la generación total del SEN fue de 6.436 GWh/mes, un 4,4% superior a septiembre de 2020 (6.167 GWh/mes) y un 2,9% superior a octubre de 2019 (6.256 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación de gas, diésel y carbón disminuyó un 39,6%, 5,5% y 8,7% en relación con la de octubre de 2019. En contraste, la participación de la generación mediante energía eólica, solar, pasada y embalse aumentó en un 23,7%, 26,1%, 20,2% y 14,7% respectivamente en relación con octubre 2019 (Ver figura 1).

Durante octubre estuvieron en mantenimiento mayor la unidad de pasada Antuco, La Higuera y La Confluencia (31, 8 y 9 días respectivamente); la central hidráulica de embalse El Toro (4 días); las centrales de carbón IE Mejillones, Angamos-ANG1, Angamos-ANG2 y Santa María (25, 18, 15 y 1 día respectivamente); la central de gas Mejillones-CTM3, Nehuenco 1 GNL y Taltal 1 GNL (19, 6 y 6 días respectivamente) y, por último, las unidades diésel Cardones, Taltal 1 Diésel y Nehuenco 1 Diésel (19, 6 y 6 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de octubre, la potencia máxima generada fue de 9.930 MW el día 26, y la mínima fue de 7.156 MW el día 11. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de octubre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

### Hidrología

De forma análoga a lo ocurrido en el mes anterior (septiembre) la energía embalsada en el SEN en octubre del presente año no superó los niveles de octubre del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 56% del promedio mensual entre los años 1994 y 2019 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2020/2021 (septiembre de 2020), el nivel de excedencia observado es igual a 95%, es decir, se ubica en el 5% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

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

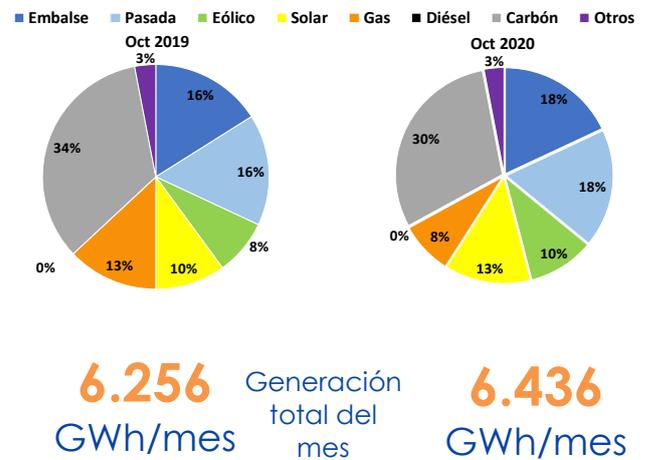


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



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

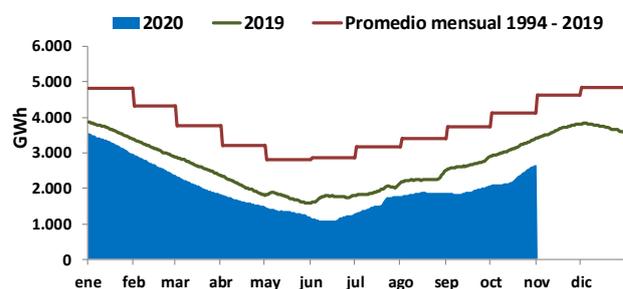


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

# Análisis de operación

## Costos Marginales

En octubre 2020 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 34,2 US\$/MWh, lo cual registró un aumento de 17% con respecto a septiembre del mismo año (29,2 US\$/MWh), y una disminución de 10% respecto a octubre de 2019 (38,1 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 octubre de 2020 fue de 30,8 US\$/MWh, lo cual reflejó un aumento de 5% con respecto a septiembre del mismo año (29,3 US\$/MWh), y una disminución de 19% respecto a octubre de 2019 (37,8 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 octubre 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 244 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (30 eventos), Polpaico 500 – N.P. Azúcar 500 (16 eventos), N.Maitencillo 500 – N.Maitencillo 220 (8 eventos), N. Pan de Azúcar 500 – N. Pan de Azúcar 220 (5 eventos), con un desacople promedio de 24,2 US\$/MWh, 26,6 US\$/MWh, 6,3 US\$/MWh y 26,0 US\$/MWh respectivamente.

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

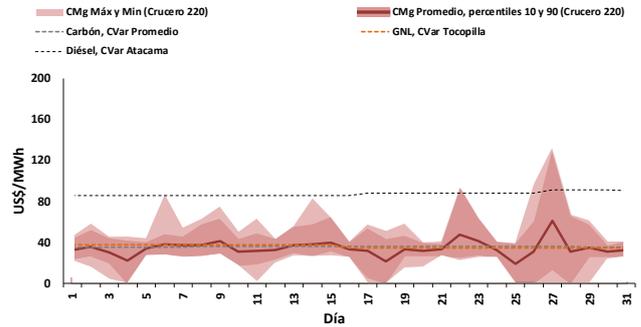


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

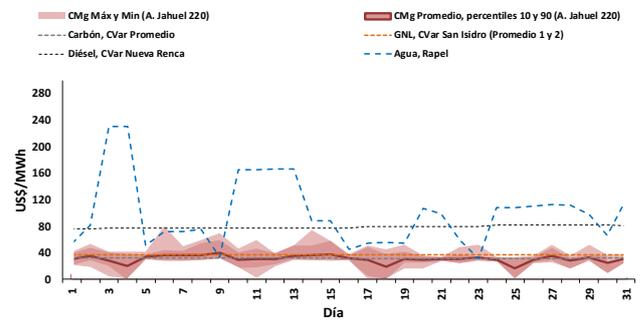


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

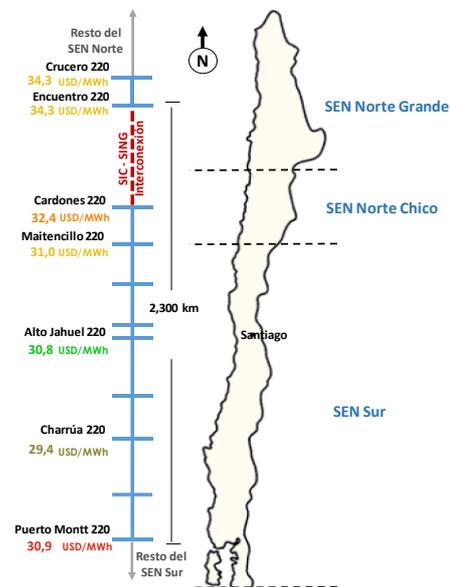


Figura 6: Costo marginal promedio de octubre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
D.ALMAGRO 220-CACHIYUYAL 220	95	24,2	N.CARDONES 500-CUMBRES 500	7,4	18,9
POLPAICO 500-N.P.AZUCAR 500	71	26,6	P.AZUCAR 220-DON GOYOL 220	5,6	55,1
N.MAITENCILLO 500-N.MAITENCILLO 220	24	6,3	P.MONTT 220-MELIPULLI 220	8,1	9,1
N.P.AZUCAR 500-N.P.AZUCAR 220	14	26,0	MAITENCILLO 220-DON HECTOR	2,8	29,8
NIRIVILO 064-CONSTIT. 064	6	132	N.MAITENCILLO 500-N.CARDONI	9,2	40,4

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

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

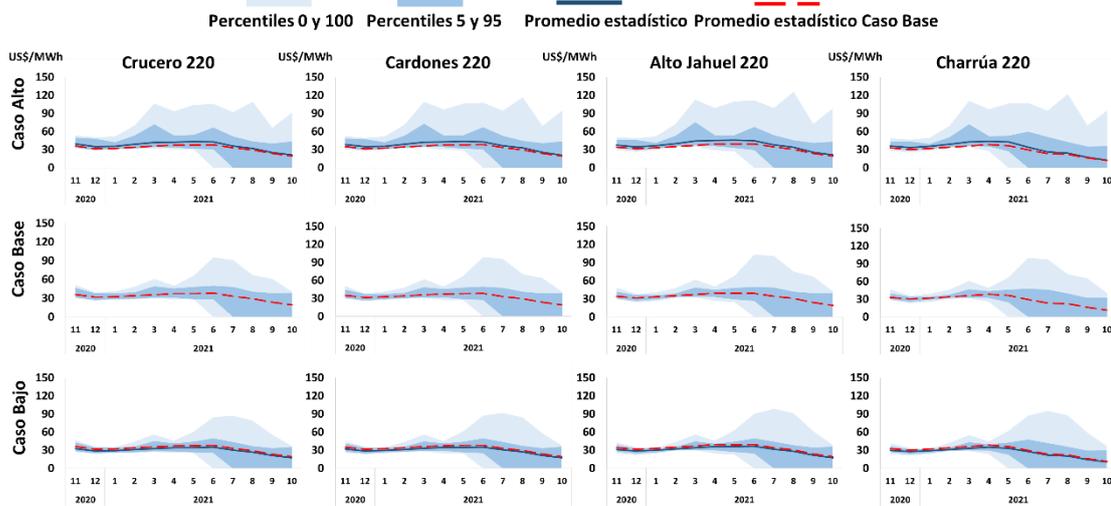


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta septiembre 2020 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 0,5% para el año 2020 respecto del año 2019. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2; **Caso Bajo** que considera una alta disponibilidad 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 Gas, además de 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)	0.5%	0.5%	0.5%	
	2021 (Proyectada)	4.1%	4.1%	4.1%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	83.3	92.6	101.8
		Angamos	57.4	63.8	70.2
		Guacolda (promedio)	62.0	68.9	75.7
		Andina	57.0	63.3	69.7
		Hornitos	56.9	63.2	69.5
		Norgener	61.3	68.1	74.9
	Diesel US\$/Bbl	N. Ventanas	63.0	70.0	77.0
		Quintero	54.1	60.1	66.1
	GNL US\$/MMBtu	Mejillones	52.4	58.2	64.1
		San Isidro 1	5.0	5.5	6.1
		San Isidro 2	4.1	4.5	5.0
		Nehuenco 1	7.1	7.9	N/A
		Nehuenco 2	4.1	4.5	N/A
		Mejillones CTMB	3.8	4.2	N/A
		Nueva Renca	4.1	4.5	N/A
		U16	4.1	4.5	5.0
		Kelar	6.6	7.3	N/A
		GN US\$/MMBtu	San Isidro 2	5.0	5.5
U16	4.5		5.0	5.5	
Nehuenco 2	5.0		5.5	N/A	
Nueva Renca	5.0	5.5	N/A		

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 5.362 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.684 MW son solares, 1.711 MW son eólicos, 28 MW son geotérmicos, 299 MW hidráulicos, 166 MW de biomasa y 475 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 octubre, Enel Generación elevó su generación hidráulica, carbón y gas natural y disminuyó sus contribuciones de GNL. Por su parte, Colbún redujo su generación de GNL e hidráulica y aumentó su generación de gas natural. Por otro lado, AES Gener, aumentó su generación de carbón. Engie mantuvo su aporte en base a carbón, aumentó su generación en base a gas natural y redujo sus aportes de GNL. Por último, Tamakaya redujo su producción térmica de gas.

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

### Enel Chile

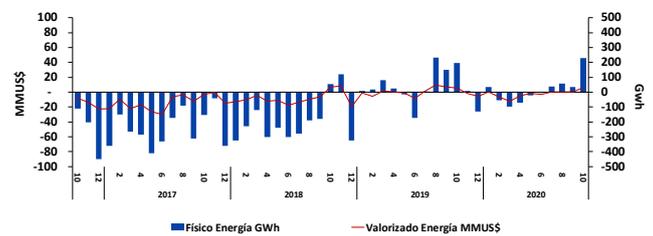
	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2019	Sep 2020	Oct 2020
Diésel	1	1	0
Carbón	247	209	199
Gas Natural	89	83	135
GNL	123	194	84
Hidro	1.179	842	1.134
Solar	111	80	108
Eólico	177	152	172
Getérmica	15	18	19
<b>Total</b>	<b>1.940</b>	<b>1.580</b>	<b>1.851</b>

\*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2020	Oct 2020
<b>Central</b>		
Bocamina (prom. I y II)	31,3	31,4
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	37,0	37,0
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	39,4	35,8
Taltal Diesel (Prom I y II)	127,4	119,7
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	92,8	87,2

	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2020	Oct 2020
<b>Central</b>		
Embalse Ralco	35,2	36,5

Transferencias de Energía octubre 2020	
Total Generación (GWh)	1.851
Total Retiros (GWh)	1.621
Transf. Físicas (GWh)	230
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7



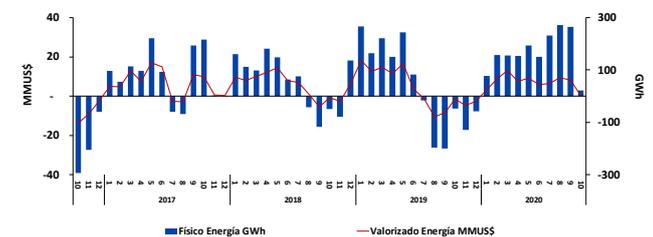
### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2019	Sep 2020	Oct 2020
Diésel	2	0	1
Carbón	0	188	180
Gas Natural	195	0	0
GNL	248	483	60
Hidro	434	477	669
Solar	2	2	2
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>880</b>	<b>1.150</b>	<b>912</b>

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2020	Oct 2020
<b>Central</b>		
Santa María	29,8	30,4
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	25,3	31,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	35,5	35,8
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	75,5	70,4

	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2020	Oct 2020
<b>Central</b>		
Embalse Colbún	33,4	28,9

Transferencias de Energía octubre 2020	
Total Generación (GWh)	912
Total Retiros (GWh)	889
Transf. Físicas (GWh)	23
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0



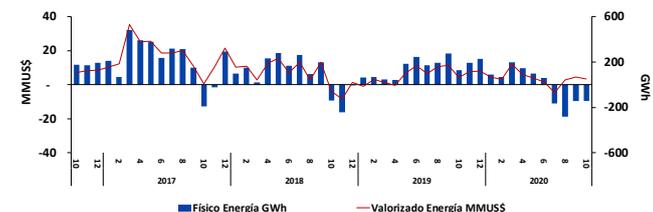
### AES Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2019	Sep 2020	Oct 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	1.507	1.386	1.383
Gas Natural	1	1	1
GNL	0	0	0
Hidro	55	55	82
Solar	8	18	25
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.571</b>	<b>1.460</b>	<b>1.491</b>

\*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otros.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Sep 2020	Oct 2020
<b>Central</b>		
Ventanas (prom. I y II)	43,0	40,3
N. Ventanas y Campiche	32,3	32,3
Angamos (prom. 1 y 2)	25,4	26,3
Guacolda III	27,1	28,4
Norgener (prom. 1 y 2)	30,3	29,7

Transferencias de Energía octubre 2020	
Total Generación (GWh)	1.491
Total Retiros (GWh)	1.632
Transf. Físicas (GWh)	-142
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3



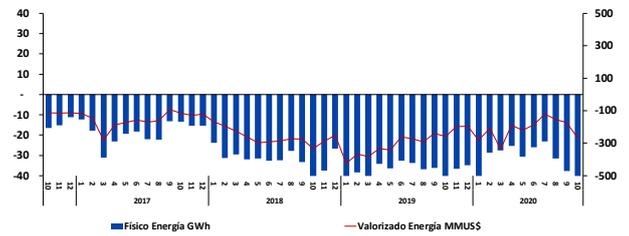
## Análisis por empresa

### Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2019	Sep 2020	Oct 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	326	325	158
Gas Natural	81	45	67
GNL	36	85	62
Hidro	13	13	11
Solar	13	12	11
Eólico	0	6	12
<b>Total</b>	<b>468</b>	<b>487</b>	<b>322</b>

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Sep 2020	Oct 2020
Andina Carbón		29,8	30,7
Mejillones Carbón		46,8	46,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)		34,8	36,0
<b>Transferencias de Energía octubre 2020</b>			
Total Generación (GWh)			322
Total Retiros (GWh)			989
Transf. Físicas (GWh)			-667
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-22

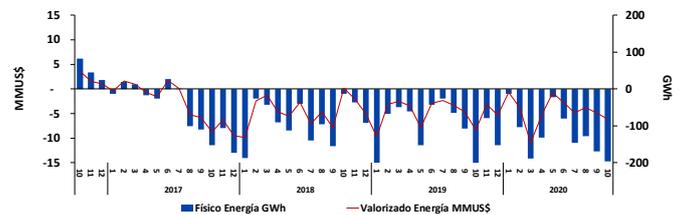
\*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



### Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Oct 2019	Sep 2020	Oct 2020
Diésel	0	0	1
Carbón	0	0	0
Gas Natural	66	168	160
GNL	33	84	79
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>98</b>	<b>252</b>	<b>241</b>

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
	Central	Sep 2020	Oct 2020
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)		61,7	61,8
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)		70,9	63,9
<b>Transferencias de Energía octubre 2020</b>			
Total Generación (GWh)			81
Total Retiros (GWh)			277
Transf. Físicas (GWh)			-197
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-6



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), 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 octubre de 2020, es de 87 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 System](#), sección Precios de licitación SEN

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

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos* US\$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
ENDESA	80,3	16.705
COLBÚN	91,9	4.850
PANGUIPULLI	125,1	565
Empresa Eléctrica Carén S.A.	119,0	85
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	122,8	60
Chungungo S.A.	96,4	190
Energía Cerro El Morado S.A.	126,3	40
SPV P4 S.A.	106,5	20
M. REDONDO	114,8	303
D. ALMAGRO	121,0	220
PUNTIILLA	122,5	83
AES GENER	79,2	5.601
GUACOLDA	66,8	900
PUYEHUE	97,8	160
E-CL	90,4	7.570
San Juan SpA.	111,2	420
Pelumpén S.A.	88,6	380
Santiago Solar S.A.	86,5	120
ACCIONA	102,9	600
Aela Generación S.A.	83,0	768
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	105,5	39
Iberelíca Cabo Leones I S.A.	97,1	195
SCB II SpA	73,5	88
Amunche Solar SpA	70,5	110
El Campesino	91,6	4.000
Abengoa	124,4	950
Norvind	122,7	50
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>87,0</b>	<b>45.070</b>

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos* US\$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
Enel Distribución	73,2	16.316
Chilquinta	94,1	3.481
CGE Distribución	101,1	13.024
SAESA*	97,1	4.312
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>87,7</b>	<b>37.134</b>

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a septiembre 2020, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.587 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 445 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante septiembre fue igual a 1.464 GWh, es decir, se superó en un 229% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 47% (689 GWh) seguido por el aporte eólico con un 32% (469 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 14%, 6% y 1% respectivamente (200, 89 y 17 GWh respectivamente).

Durante septiembre, se registraron 49 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 23% con respecto a agosto 2020 (40 GWh) y un aumento de 286% con respecto a septiembre de 2019 (13 GWh), ver Figura 9.

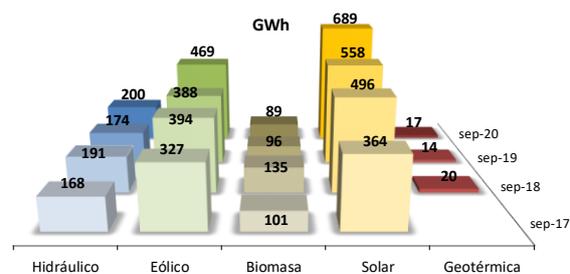


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

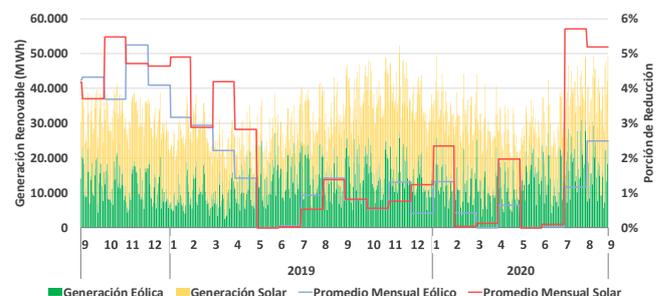


Figura 9: Verimiento renovable durante el mes de septiembre (Fuente: CEN).

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo con la RE-407 CNE (29-10-2020) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 7.584 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a octubre de 2024. De estos, 48,2% corresponde a tecnología solar (3.656 MW), un 26,0% a tecnología eólica (1.974 MW), un 16,8% a tecnología hidráulica (1.275 MW), un 6,3% a tecnología térmica (480 MW), un 2,2% a biomasa (166 MW), y un 0,4% a tecnología geotérmica (33 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 resume el plan de obras de generación de la CNE a 12 meses (Tabla 5).

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

Proyecto	Fecha estimada de interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]
Campos del Sol	nov-20	SolarFotovoltaico	381
Las Lajas	jul-21	Hidro -Pasada	267
Alfalfal II	sep-21	Hidro -Pasada	264
Parque FV Domeyko	may-21	SolarFotovoltaico	186
Parque Eólico Cerro Tigre	feb-21	Eólico	185
Planta FV Sol del Desierto Fase I	abr-21	SolarFotovoltaico	175
Cabo Leones II Segunda Etapa13	nov-20	Eólico	172
MAPA	oct-21	Biomasa	166
Parque FV Malgarida II	abr-21	Fotovoltaico Solar	163
PE Llanos del Viento	ago-21	Eólico	156
Parque Eólico Tchamma	dic-20	Eólico	155
Sol de Lila	nov-20	SolarFotovoltaico	152
Atacama Solar II	nov-20	SolarFotovoltaico	150
Llanos Blancos	dic-20	Diésel	150
Parque Eólico Calama	ago-21	Eólica	150
Valle del Sol	ago-21	SolarFotovoltaico	150
Río Escondido	feb-21	SolarFotovoltaico	145
Parque Eólico Renaico II	nov-20	Eólico	144
Parque Eólico Malleco - Fase II	feb-21	Eólico	138
PV Tamaya Solar	jun-21	SolarFotovoltaico	114
Cabo Leones III Fase 2	abr-21	Eólico	110
Parque Eólico Ckani	jul-21	Eólico	107
Valle Escondido	abr-21	Fotovoltaico Solar	105
Parque FV Pampa Tigre	abr-21	SolarFotovoltaico	100
Los Olmos	ago-21	Eólico	100
Sol de Los Andes	jun-21	SolarFotovoltaico	89
Parque Solar Capricornio	feb-21	Fotovoltaico Solar	88
Parque Eólico Alena	dic-20	Eólico	84
PSF Sol de Atacama	ago-21	SolarFotovoltaico	81
Central de Respaldo Maitencillo	nov-20	Diésel	67
Parque Eólico Mesamávida	mar-21	Eólico	60
Extensión de Parque Eólico Cabo Leones I	may-21	Eólico	60
Parque FV Azabache	dic-20	SolarFotovoltaico	60
PE Lomas de Duquesco19	jul-21	Eólico	57
Planta FV Sol del Desierto Fase II	abr-21	SolarFotovoltaico	55
La Cruz Solar	ene-21	SolarFotovoltaico	50
Parque Eólico La Estrella	feb-21	Eólico	50
Parque Eólico Negrete - Etapa I	ene-21	Eólico	36
Cardones	oct-21	SolarFotovoltaico	35
Cerro Pabellón Unidad 3	dic-20	Geotérmica	33
Parque FV Malgarida I	abr-21	Fotovoltaico Solar	28
San Javier etapa I	nov-20	Diésel	25
San Javier etapa II	nov-20	Diésel	25
Digua	dic-20	Hidro-Pasada	20
Trupán	dic-20	Hidro -Pasada	20
El Pinar	dic-20	Hidro -Pasada	11

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas System](#), 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 octubre de 2020, totalizan 11.896 MW con una inversión de MMUS\$ 12.182 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 55.210 MW con una inversión de MMUS\$ 114.440

Durante el mes de octubre, 12 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales, 11 son solares y uno diésel, sumando una capacidad total de 222 MW. Se destaca dentro de estos proyectos, el parque Fotovoltaico Frontera Solar de 120 MW. Por otro lado, entraron en calificación 11 nuevos proyectos con una capacidad instalada de 634 MW, de los cuales se destaca el proyecto fotovoltaico Parque Eólico La Punta de 364 MW.

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	4.167	5.056	10.447	20.963
Hidráulica	173	447	3.933	6.677
Solar	7.436	6.619	24.004	58.834
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diésel	120	60	2.767	6.475
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>11.896</b>	<b>12.182</b>	<b>55.210</b>	<b>114.440</b>

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

## Seguimiento regulatorio

### Ministerio de Energía

- Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (ver más: [Inglés](#) y [Español](#)).
- Consulta Pública Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde ([ver más](#)).
- Reingresa a Contraloría el Reglamento de Planificación de la Transmisión ([ver más](#)).

### Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publica el Acta Final de Licitación para Obras Nuevas del Decreto N°231/2019 y de las obras de ampliación condicionadas del Decreto N°198/2019 ([ver más](#)).

### Panel de Expertos

- Discrepancia finalizada sobre Régimen de Acceso Abierto ([ver más](#)).

### Comisión Nacional de Energía

- Se Publica Informe Final Definitivo Sistema de Transmisión Nacional ([ver más](#)).
- Se Publica Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo Promedio Enero 2021 ([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](http://www.system.cl)

# Noviembre 2020



**Contáctenos para mayor información:**

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

**Rodrigo Jiménez B. | Gerente General**

[rjimenez@system.cl](mailto:rjimenez@system.cl)

**Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación**

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

**Jaime Gallegos E. | Líder de Proyectos**

[jgallegos@system.cl](mailto:jgallegos@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.