

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Enero 2019

## Contenido

---

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

## Avances por un real acceso abierto en los sistemas de transmisión

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el borrador del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión<sup>1</sup> (Reglamento) en el mes de diciembre de 2018. Gran parte de este documento se enfoca en el régimen de acceso abierto de los sistemas de transmisión, tema especialmente relevante en la actualidad, dado el contexto de que existe una gran cantidad de nuevos proyectos que requieren certeza en su proceso de conexión al sistema.

La LGSE y el Reglamento establecen que las instalaciones de transmisión del SEN están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema que corresponda, facilitando el servicio a los interesados siempre y cuando exista capacidad disponible. Adicionalmente, se deberán dar las facilidades necesarias para que los interesados ejecuten las obras necesarias para su conexión, accedan en forma y tiempo a todas aquellas instalaciones a las que se deba ingresar o hacer uso para materializar las nuevas conexiones.

La LGSE define instalaciones de transmisión de servicio público (i.e. sistemas de transmisión nacional, zonal, de interconexión internacional y para polos de desarrollo) e instalaciones de transmisión dedicadas. En las instalaciones de servicio público y de transmisión dedicada utilizadas por clientes regulados, la autoridad fija un precio dependiendo si es una instalación existente (valorización basada en precios de mercado) o una obra nueva (licitación). En el caso de los sistemas de transmisión dedicados, el precio se regirá por lo previsto en los respectivos contratos entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones.

En las instalaciones de transmisión de servicio público, el acceso abierto está garantizado; se usa la capacidad existente y, en caso de que se necesite capacidad adicional, la autoridad define las obras de expansión necesarias. En este contexto, la autoridad tiene la función de evaluar correctamente y a tiempo, las obras nuevas que resulten del proceso de planificación de la transmisión. En el caso de obras de ampliación, estas están sujetas a la solicitud de nuevos entrantes.

En relación con el régimen de acceso abierto de los sistemas de transmisión dedicados, éste está garantizado en la medida que exista la capacidad técnica disponible. En caso de que exista capacidad, luego de descontar la capacidad contratada y los proyectos propios del propietario de la línea que se hayan demostrado fehacientemente al momento de la solicitud de uso de capacidad disponible, no se podrá negar el servicio a ningún interesado. Adicionalmente se deberá permitir el acceso a las distribuidoras que necesiten dar suministro a clientes regulados.

Desde el año 2012, se han presentado diez discrepancias sometidas al dictamen del Panel de Expertos en relación con el régimen de acceso abierto en instalaciones de transmisión dedicadas. Esto sin contar las controversias y trabas administrativas entre las partes interesadas al solicitar el uso de los sistemas dedicados, lo cual es difícil de fiscalizar, junto con las trabas producto de las altas exigencias técnicas solicitadas para la conexión. Lo anterior ha dificultado la viabilidad de proyectos de inversión o ha producido retrasos en la entrada en operación, lo que en algunos casos ha significado una pérdida importante de ingresos para los interesados. En este contexto, la LGSE no define concretamente los proyectos fehacientes y las obligaciones del Coor-

dinador para evaluar la capacidad disponible en los sistemas dedicados. En relación con esto último, no se establecen plazos concretos para la aprobación del uso de capacidad técnica disponible.

Para garantizar el régimen de acceso abierto en sistemas dedicados, el Reglamento establece cuáles serán los proyectos propios contemplados fehacientemente al momento de la solicitud de uso de capacidad técnica disponible. Adicionalmente, le entrega atribuciones al Coordinador para ratificar la admisibilidad de los antecedentes entregados por los interesados y posteriormente emitir el Informe de Uso de Capacidad Técnica Disponible definitivo. De esta forma, el Reglamento incorpora positivamente y en detalle los plazos que deberán cumplir tanto el Coordinador como los interesados, en el proceso de solicitar uso de capacidad técnica disponible.

El Reglamento también precisa que los posibles perjuicios que se produzcan por la intervención de instalaciones dedicadas deberán ser considerados en la valorización de la obra de expansión, los cuales serán de cargo y responsabilidad del adjudicatario de cada proyecto. Adicionalmente, toma en cuenta los costos de incorporar elementos adicionales a la intervención de las instalaciones dedicadas, los cuales se añadirán a la valorización de la obra de expansión.

Finalmente, otro aspecto positivo es que el Reglamento incorpora la posibilidad de que los sistemas dedicados existentes sean intervenidos por tramos y no en su totalidad. La LGSE señala que las líneas y subestaciones solo pueden pertenecer a un segmento del sistema de transmisión. Bajo este contexto, en caso de que se intervengan sistemas dedicados, sólo se considerarán tramos intervenidos y cambiarán su calificación aquellos tramos de transporte que cambien la naturaleza de su uso y que permitan la conexión hacia los sistemas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo.

Sin embargo, aún hay ciertos aspectos que el Reglamento no aborda. Si bien se resuelve el proceso de solicitud de capacidad técnica disponible, aún se vislumbra que el proceso de orden de llegada de múltiples proyectos en paralelo a un punto de conexión común y la vigencia de las órdenes aprobadas no tienen solución. Adicionalmente, si se conecta un sistema dedicado a un sistema zonal, los usuarios que hacen uso del sistema dedicado no deberían pagar los respectivos peajes zonales, independientemente de que estén conectados a este sistema. Finalmente, el Reglamento no se hace cargo del régimen de acceso abierto en la capacidad disponible de las instalaciones de interconexión internacional de uso privado.

Si bien se mejora el régimen de acceso abierto a través de reglamentos y procedimientos de entrega y recepción de información que se ejecutan con tiempos bien definidos, hace falta una mayor fiscalización en la práctica por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) que permita concretar las conexiones en un tiempo adecuado, y que permita a todos los participantes asegurar la viabilidad de sus proyectos.

En la práctica, el Coordinador es el encargado de solicitar la información necesaria a los interesados y a los propietarios para cumplir con los plazos de la conexión. Sin embargo, han existido casos en que parte de la información solicitada no siempre está disponible. En este contexto, el Coordinador debe velar por transparentar sus procesos internos en relación con la información que solicita y los plazos que internamente dispone para cumplir con los tiempos de conexión. Solo así se tendrá un acceso abierto de verdad.

<sup>1</sup>[http://www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/consulta\\_ciudadana/2018/12/Reglamento\\_consolidado\\_28\\_diciembre\\_2018.pdf](http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/consulta_ciudadana/2018/12/Reglamento_consolidado_28_diciembre_2018.pdf)

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de diciembre la generación total del SEN fue de 6.494 GWh/mes, un 6,4% mayor a noviembre de 2018 (6.123 GWh/mes) y un 0,4% menor que diciembre de 2017 (6.520 GWh/mes).

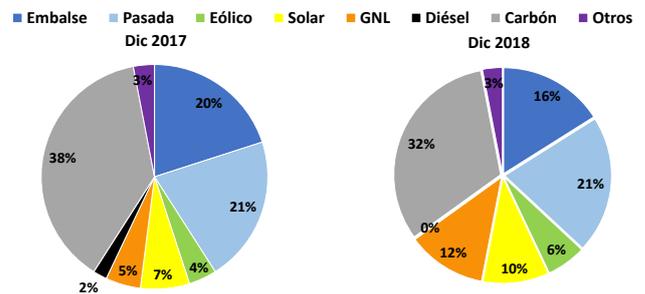
La participación de la generación hidroeléctrica y diésel disminuyeron en un 11% y 1%, respectivamente, con respecto al mes anterior. En contraste, la participación del carbón, viento, sol y GNL aumentaron en un 6%, 1%, 1% y 4%, respectivamente, en relación con el mes de noviembre. La participación con otras fuentes se mantuvieron constante durante el periodo.

Durante diciembre estuvieron en mantenimiento las unidades Guacolda 5 (143 MW), Bocamina 2 (350 MW), CTM 3 (165 MW), y Nehuenco Gas (360 MW) por 8, 11, 13 y 8 días, respectivamente.

Con respecto a la generación bruta del mes de diciembre, la potencia máxima generada fue de 10.544 MW el día 18, la mínima fue de 5.621 MW el día 9 y el promedio fue de 8.217 MW. Es posible apreciar en la figura 2 el ciclo de la semana en cuanto a la generación, siendo esta más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana. Particularmente, se puede ver que durante los días 24 y 25, la generación se comportó como si fuese un fin de semana.

### Hidrología

Al igual que en el mes de noviembre de 2018, durante diciembre la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 78% del promedio mensual entre los años 1994 y 2017 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2018/2019 (abril de 2018 – diciembre de 2018), el nivel de excedencia observado es igual a 84%, es decir, se ubica entre el 16% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.



**6.520** GWh/mes      Generación total del mes      **6.494** GWh/mes

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



Figura 2: Generación bruta del SEN diciembre 2018 (Fuente: CEN)

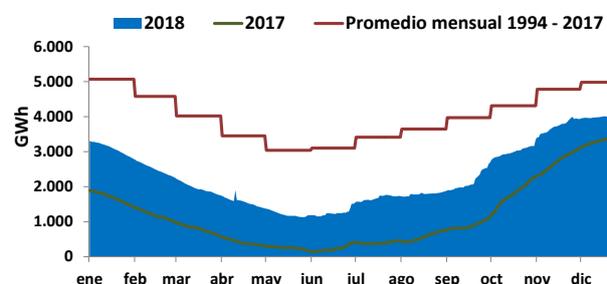


Figura 3: Energía almacenado en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

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

## Análisis de operación

### Costos Marginales

En diciembre el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 51,4 US\$/MWh, lo cual es un 7,0% menor al costo de noviembre de 2018 (55,3 US\$/MWh), y un 9,0% menor respecto a diciembre de 2017 (56,5 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja por el carbón, observándose máximos por sobre los 160 US\$/MWh y múltiples escenarios de vertimiento (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 53,7 US\$/MWh, lo cual es un 11,6% mayor con respecto a noviembre de 2018 (48,1 US\$/MWh) y un 16,4% mayor con respecto al diciembre de 2017 (46,1 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del carbón, los cuales se mantuvieron relativamente constantes durante el mes (ver Figura 5).

Durante diciembre 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 centro – sur del sistema (ver Figura 6). El total de desacoples del SEN fue de 664 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron L. Vilos 220 - L. Palmas 220 (1 evento), Don Goyo 220 – P. Azucar 220 (35 eventos), P. Azucar 220 – P. Colorada 220 (21 eventos), D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (15 eventos) y Cautín 220 Tap Rio Toltén 220 (12 eventos) con un desacople promedio de 21,8 US\$/MWh, 9,7 US\$/MWh, 4,8 US\$/MWh, 42,9 US\$/MWh y 3,4 US\$/MWh, respectivamente.

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

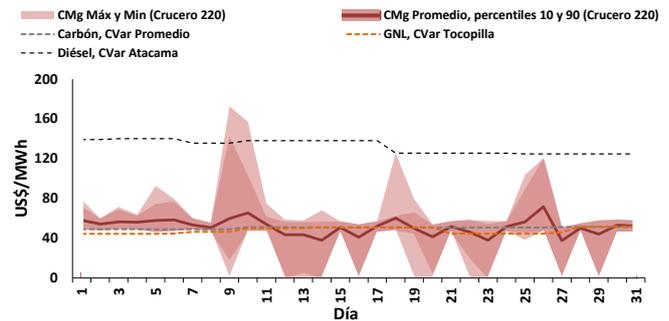


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

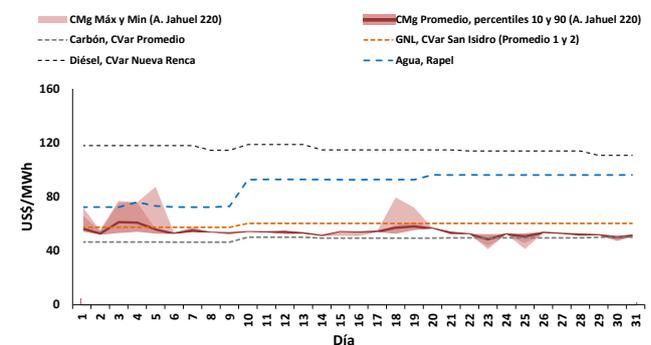


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

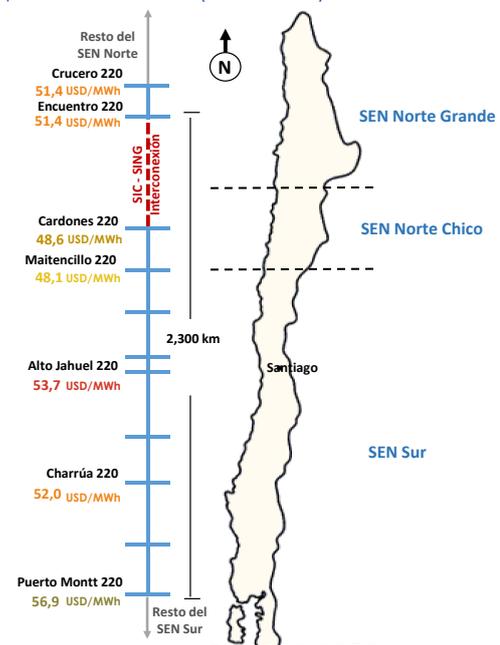


Figura 6: Costo marginal promedio de diciembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	208	21,8	CONDORES 220 - PARINACOTA 220	21	1,5
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	120	9,7	CUMBRES 500 - L.CHANGOS 500	21	35,0
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	86	4,8	TAPMREDON 220 - LA_CEBADA 220	13	1,8
D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	55	42,9	NOGALES 220 - L.VILOS 220	9	47,8
CAUTIN 220 - TAP_RIOTOLTEN_220	23	3,4	CARDONES 220 - C.PINTO 220	5	43,6

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

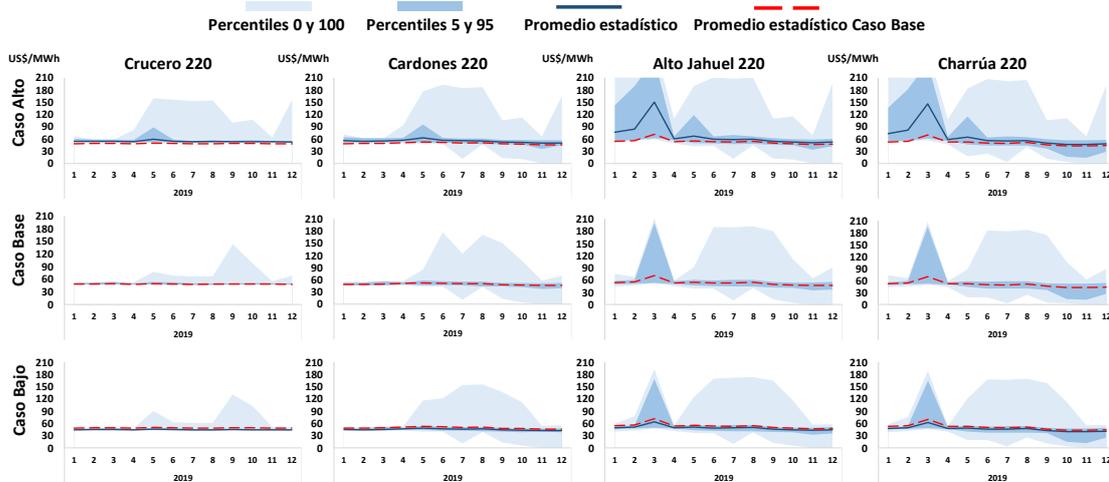


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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. 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 GNL igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación GNL 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	2018 (Real)	2,9%	2,9%	2,9%	
	2019 (Proyectada)	3,0%	3,0%	3,0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	107,7	119,6	131,6
		Angamos	91,9	102,1	112,3
		Tocopilla	97,6	108,5	119,3
		Andina	90,4	100,4	110,5
		Hornitos	89,7	99,7	109,7
		Norgener	101,8	113,1	124,4
		Tarapacá	93,5	103,8	114,2
	N. Ventanas	109,3	121,4	133,6	
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	91,5	101,7	111,8
		Mejillones	91,7	101,9	112,1
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	6,3	7,0	7,7
		Nehuenco	7,5	8,3	9,1
		Nueva Renca	5,3	5,9	6,4
		Mejillones, Tocopilla	4,4	4,9	5,4
Kelar		9,3	10,3	11,3	

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 912 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 381 MW eólicos, 16 MW de pasada y 417 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, de acuerdo con su operación en el SEN.

En diciembre, Enel Generación disminuyó la generación de todas sus tecnologías. AES Gener se comportó de manera contraria a Enel, aumentando su generación hidráulica y térmica (carbón y gas). Colbún aumentó su generación térmica y solar, disminuyendo su generación hidráulica. Engie aumentó su producción térmica, mientras que Guacolda y Tamakaya disminuyeron su generación térmica.

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

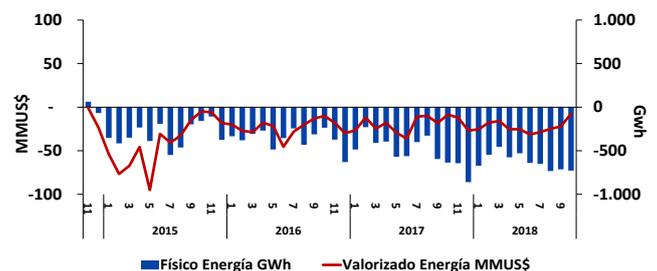
### Enel Generación

	Generación por Fuente (GWh)		
	Dic 2017	Nov 2018	Dic 2018
Diésel	17	4	2
Carbón	78	117	81
Gas Natural	104	156	21
Hidro	1.194	1.407	1.028
Solar	0	0	1
Eólico	9	14	38
<b>Total</b>	<b>1.402</b>	<b>1.698</b>	<b>1.170</b>

\*Incluye Pehuenche.

	Costos variables R283-T295 promedio (US\$/MWh)		
	Central	Nov 2018	Dic 2018
Bocamina (prom. I y II)		53,8	54,2
San Isidro GNL (prom. I y II)		60,4	60,2
Taltal Diesel		208,2	188,2
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		147,9	133,6
Celta Carbón (CTTAR)		42,3	42,3

Transferencias de Energía octubre 2018	
Total Generación (GWh)	1.679
Total Retiros (GWh)	2.406
Transf. Físicas (GWh)	-728
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-7

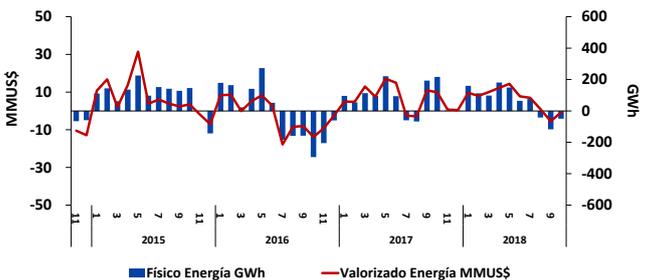


### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Dic 2017	Nov 2018	Dic 2018
Diésel	7	0	4
Carbón	252	19	228
Gas Natural	14	54	288
Hidro	645	758	552
Solar	0	0	31
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>918</b>	<b>831</b>	<b>1.103</b>

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Nov 2018	Dic 2018
Santa María		40,3	40,3
Nehuenco GNL (prom. I y II)		60,6	60,6
Nehuenco Diesel (prom. I y II)		111,9	113,0

Transferencias de Energía octubre 2018	
Total Generación (GWh)	961
Total Retiros (GWh)	1.010
Transf. Físicas (GWh)	-50
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



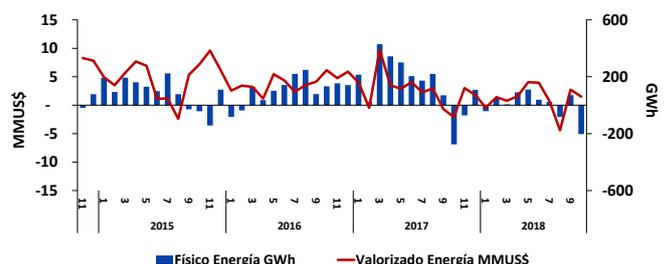
### AES Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Dic 2017	Nov 2018	Dic 2018
Diésel	0	0	0
Carbón	1.367	887	1.128
Gas Natural	44	0	0
Hidro	165	97	127
Solar	7	6	8
Eólico	0	0	0
Otro	1	2	0
<b>Total</b>	<b>1.584</b>	<b>992</b>	<b>1.263</b>

\*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Nov 2018	Dic 2018
Ventanas prom. (prom. I y II)		55,2	55,3
N. Ventanas y Campiche		51,7	51,7
Angamos (prom. 1 y 2)		47,8	47,8
Norgener (prom. 1 y 2)		0,0	0,0

Transferencias de Energía octubre 2018	
Total Generación (GWh)	1.094
Total Retiros (GWh)	1.297
Transf. Físicas (GWh)	-203
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2



## Análisis por empresa

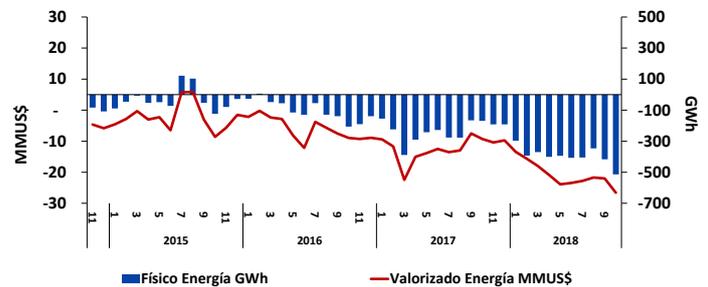
### Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2017	Nov 2018	Dic 2018
Diésel	4	0	1
Carbón	432	259	295
Gas Natural	108	98	92
Hidro	3	3	5
Solar	2	2	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>550</b>	<b>363</b>	<b>392</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Nov 2018	Dic 2018
Andina Carbón	46,9	48,3
Mejillones Carbón	54,5	55,4
Tocopilla GNL	44,5	48,5

Transferencias de Energía octubre 2018	
Total Generación (GWh)	337
Total Retiros (GWh)	851
Transf. Físicas (GWh)	-514
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27

\*Considera Andina y Hornitos

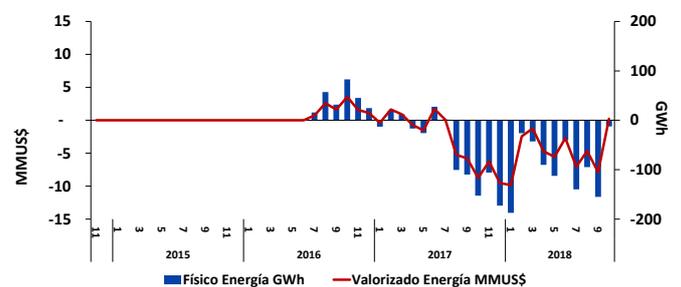


### Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2017	Nov 2018	Dic 2018
Diésel	37	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	30	206	141
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>68</b>	<b>206</b>	<b>142</b>

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Nov 2018	Dic 2018
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	73,0	75,6

Transferencias de Energía octubre 2018	
Total Generación (GWh)	210
Total Retiros (GWh)	222
Transf. Físicas (GWh)	-12
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0

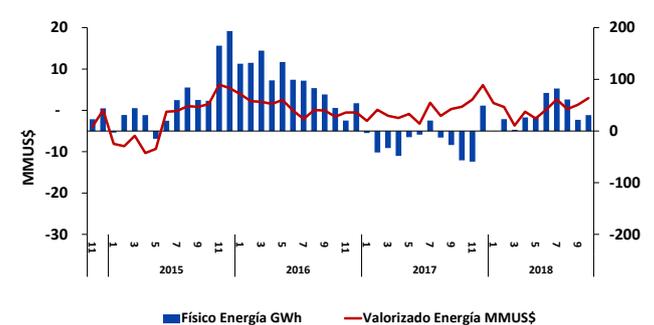


### Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2017	Nov 2018	Dic 2018
Diésel	0	0	0
Carbón	338	333	322
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>338</b>	<b>333</b>	<b>322</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Nov 2018	Dic 2018
Guacolda I y II	47,4	48,1
Guacolda III	46,2	46,7
Guacolda IV y V	47,8	46,7

Transferencias de Energía octubre 2018	
Total Generación (GWh)	396
Total Retiros (GWh)	365
Transf. Físicas (GWh)	31
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3



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

## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a diciembre de 2018, es de 84,8 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 por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Enel Distribución y SAESA acceden a menores precios mientras que, en contraste, CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del sistema.

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 del SIC-SING.

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2018 por generador, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Generadora	Empresa Matriz	Precio Medio Licitación* US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Enel Generación	Enel	81,8	19.081
Panguipulli	Enel Green Power	117,4	565
Puyehue	Enel Green Power	94,9	160
Colbún	Colbún	87,2	6.932
Pelumpén	Colbún	83,3	380
Aes Gener	Aes Gener	81,7	5.601
Guacolda	Aes Gener	71,6	900
Engie	Engie	92,6	4.546
Monte Redondo	Engie	105,7	303
Amunche Solar	First Solar	64,4	110
SCB II	First Solar	67,2	88
Aela Generación	Aela Generación	78,8	770
Diego de Almagro	Prime Energía	108,3	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Iberéolica	88,8	195
Chungungo	SunEdison	85,9	190
San Juan	Latin America Power	100,0	240
Santiago Solar	Andes Mining & Energy	78,3	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	111,8	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	109,4	60
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	112,5	40
Abengoa	Abengoa Chile	96,4	39
E Eléctrica Carén	Latin America Power.	107,3	49
Acciona	Acciona	94,6	240
SPV P4	Sonnedix	94,8	20
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>84,8</b>	<b>40.932</b>

\* Precios en Barra de Suministro

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2018 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Enel Distribución	68,5	15.226	75,2
Chilquinta	93,8	3.724	92,4
EMEL	81,9	3.511	86,3
CGED	101,5	13.336	90,6
SAESA	85,3	5.133	92,0
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>84,8</b>	<b>84,8</b>

\* Precios en Barra de Suministro

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a noviembre de 2018, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.039 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 421 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante octubre fue igual a 1.272 GWh, es decir, se superó en un 202% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de noviembre 2018 fue un 21,5% mayor a la reconocida en noviembre 2017 (1.046 GWh) y un 64,1% mayor a la reconocida en noviembre 2016 (775 GWh) (ver Figura 8).

La mayor fuente ERNC corresponde a aportes solares que representan un 49% (624 GWh) seguido por aportes eólicos con un 28% (355 GWh), luego los aportes hidráulicos con un 15% (196 GWh) y finalmente la biomasa representó un 6% (78 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 2% (19 GWh).

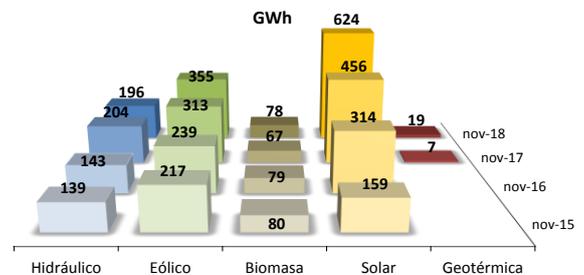


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

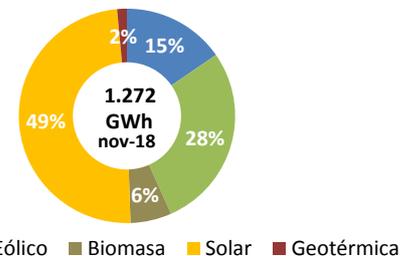


Figura 9: Generación ERNC reconocida en noviembre 2018 (Fuente: CEN)

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo con la RE 767 CNE (23-11-2018) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.655 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 40% corresponde a tecnología hidráulica (1.047 MW), un 28% a tecnología eólica (742 MW), un 20% a tecnología térmica (522 MW) y un 13% a tecnología solar (344 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 y la Tabla 6 resumen los supuestos de los planes de obras utilizados para la proyección de costos marginales a 12 meses (página 5).

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

Proyecto	Tecnología	Potencia Neta [MW]	Fecha conexión Systep
Aconcagua	Cogeneración	42	feb-19
Convento Viejo	Pasada	16	feb-19
Punta Sierra	Eólica	82	feb-19
IEM	Térmica	375	abr-19
Aurora	Eólica	129	feb-19
Sarco	Eólica	170	feb-19
Huatacondo	Solar	98	abr-19

Tabla 6: Proyectos de Transmisión Nacional a un año (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Responsable	Decreto	Fecha conexión Decreto	Fecha conexión Systep
Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV	Interchile	115/2011	ene-18	abr-19

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

## Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 5.242 MW con una inversión de MMUS\$ 7.993, mientras que los proyectos aprobados totalizan 48.844 MW con una inversión de MMUS\$ 106.167.

En el último mes se aprobaron los proyectos "Parque Eólico Cabo Leones III" de 173 MW y MMUS\$ 181, "Parque Eólico Calama" de 162 MW y MMUS\$ 200, entre otros. Por su parte, entraron en calificación los proyectos "Modificación del parque fotovoltaico María Elena" de 470 MW y MMUS\$ 535, "Proyecto Solar Valle Escondido" de 105 MW y MMUS\$ 150, entre otros.

Tabla 7: Proyectos de generación 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\$)
Solar	2.088	2.828	19.181	53.072
GNL	1.127	1.530	5.753	5.393
Eólico	1.528	2.734	9.849	19.730
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	241	113	2.558	6.380
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	207	589	3.890	6.559
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
<b>Total</b>	<b>5.242</b>	<b>7.993</b>	<b>48.844</b>	<b>106.167</b>

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura SIC-SING.

## Seguimiento regulatorio

### Ministerio de Energía

- Se publicó para consulta pública el Reglamento de los sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión ([ver más](#)).
- Se publicó el decreto de expansión del año 2017 de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal ([ver más](#)).

### Comisión Nacional de Energía

- Resolución Exenta N°14/2019, aprueba Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018 ([ver más](#)).
- Resolución Exenta N°09/2019, aprueba Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2018-2038 Sistema Eléctrico Nacional y sistemas Medianos ([ver más](#)).

### Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publicó el Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón ([ver más](#)).
- Se publicó el informe de cálculo preliminar de Potencia de Suficiencia SEN 2018 ([ver más](#)).
- Se publicó el Informe Final del Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión ([ver más](#)).
- Se publicó el Informe Final del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva ([ver más](#)).

### Panel de Expertos

- Discrepancia N01-2019: Discrepancia contra el Coordinador Eléctrico en relación con la metodología de cálculo de las prorratas mensuales de uso esperado asignables a las inyecciones y a los retiros por las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional ([ver más](#)).
- Discrepancia N02-2019: Discrepancia con respecto al Informe Técnico Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas y Otros ([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)

# Enero 2019



## Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

[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)

Felipe Zuloaga R. | Líder de proyectos

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