

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Mayo 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	7
Energías Renovables No Convencionales	8
Expansión del Sistema	9
Proyectos en SEIA	10
Seguimiento regulatorio	10

Exigencias a ofertantes de contratos con distribuidoras

En octubre de 2018, la CNE publicó el Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, el cual prevé necesidades de suministro para clientes regulados por 4.650 GWh/año a partir de 2025¹, lo que originó un nuevo proceso licitatorio cuyas bases fueron publicadas en abril de este año. Este culminará con la adjudicación de 3.400 GWh/año en diciembre de 2019.

En los últimos procesos, conforme a lo exigido por la ley, se ha considerado un plazo mínimo de 5 años de anticipación al inicio del periodo de suministro. Este tiempo tenía su lógica en permitir que proyectos nuevos de generación convencional (tanto de incumbentes como de nuevos actores) pudieran presentarse y tuvieran un plazo suficiente para concretarse. Sin embargo, el cambio tecnológico de algunas tecnologías renovables, particularmente solar fotovoltaica y eólica, que redujeron en forma importante sus costos de inversión, y además requieren de un menor tiempo para su desarrollo y construcción, les permite presentarse con precios competitivos incluso en etapas muy iniciales de desarrollo. Además, aunque la CNE ha ido incrementando las exigencias a los nuevos proyectos para incentivar su ejecución, éstas aún son bajas. En particular, las garantías económicas aún representan un porcentaje menor respecto de los costos de inversión. Esto ha condicionado cierta incertidumbre en el mercado respecto a la concreción efectiva y a tiempo de las centrales nuevas que respaldan las ofertas adjudicadas. El tema no es menor, pues en las últimas 4 licitaciones las ofertas adjudicadas implicarían el desarrollo de casi 5.259 MW en nuevos proyectos, donde destaca una gran presencia eólica y solar fotovoltaica (Figura 1). Es del caso señalar, que hasta ahora las licitaciones para clientes regulados no buscan la adjudicación de contratos que aseguren potencia de suficiencia, sino que contratos de compraventa de energía.

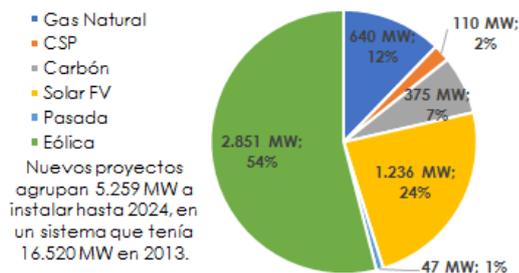


Figura 1: Capacidad instalada proyectada asociada a nuevas centrales adjudicadas en últimas 4 licitaciones.² (Elaboración System)

En las propuestas adjudicadas en la licitación 2013/03 2º llamado, se declaró 1.879 MW de nueva capacidad a desarrollar, de los cuales 750 MW están atrasados. Estos corresponden a los proyectos Cerro Dominador (concentración solar), actualmente en construcción, y El Campesino³ (gas) que no ha iniciado su construcción por no contar aún con aprobación ambiental para el terminal de regasificación que requiere la central. Adicionalmente algunos adjudicados vendieron las sociedades adjudicadas a terceros, por ende, también traspasando sus contratos, como fue el caso de SunEdison que en 2016 traspasó a Colbún la central y contratos de la sociedad Pelumpén S.A., no siendo claro que los 126 MW asociados a dicha central se vayan a construir a futuro. Para la licitación 2015/02 hay 119 MW ya en operación y otros 299 MW en pruebas, de un total de 418 MW en proyectos nuevos. Por otra parte, la licitación 2015/01 está respaldada por 2.572 MW de nuevos proyectos mayoritariamente

¹ La demanda total del SEN fue de 76.866 GWh en 2018.

² La exigencia de garantías económicas asociada a la puesta en servicio de proyectos nuevos que respalden el suministro adjudicado ha estado en los contratos desde el proceso 2015/01, no obstante, en las últimas 4 licitaciones los oferentes debían entregar información de los proyectos que respaldaban sus ofertas. Se debe destacar que la licitación 2015/02 no incorporó mecanismo de postergación para nuevos proyectos, por el plazo acotado entre adjudicación de ofertas e inicio de suministro.

³ El Campesino mediante acuerdos con Generadora Metropolitana (empresa asociada que adquirió un portafolio de centrales existentes) y Enel Generación da un adecuado soporte comercial al contrato adjudicado.

eólicos; de aquellos que deben iniciar suministro en 2021, hay 2.003 MW que aún no inician su construcción, mientras que para aquellos que comienzan suministro en 2022 hay 386 MW que no han sido declarados en construcción. En este proceso también se dio la venta de una de las sociedades adjudicadas (Amunche Solar SpA) de parte de Solarpack a First Solar, por lo que no es claro que los 64 MW asociados al proyecto fotovoltaico que la respaldaba se materialicen a futuro. Finalmente, para las adjudicaciones de la licitación 2017/01 se comprometieron 390 MW entre proyectos eólicos y solares, los que dados los plazos para inicio de suministro (2024), aún no inician su construcción. En la Figura 2 se resume el estado de los proyectos por cada licitación. Si bien en general se han observado atrasos en la materialización de algunos proyectos, la tendencia general es que las empresas finalmente terminan desarrollando los proyectos comprometidos; los casos emblemáticos de mayores atrasos responden a situaciones particulares como la falta de permisos ambientales (El Campesino), o problemas de solvencia de la empresa adjudicada inicialmente (Cerro Dominador).



Figura 2: Capacidad de nuevos proyectos por licitación según su estado de desarrollo.⁴ (Elaboración System)

Las bases de licitación de los últimos 4 procesos realizados a la fecha han exigido la emisión de boletas de garantía de seriedad de las propuestas y boletas de fiel cumplimiento, que deben ser pagadas en caso de no cumplir con el suministro comprometido. No obstante, los criterios para el seguimiento del desarrollo de nuevos proyectos y eventuales penalidades en caso de no cumplimiento se han ido ajustando en el tiempo.

En el contexto del nuevo proceso de licitación 2019/01, se observa que la CNE ha incrementado las exigencias a nuevos proyectos, ya que se han añadido nuevos requisitos y facultades. No será posible reemplazar proyectos nuevos por centrales que ya existieran al momento de presentación de las propuestas, una de las alternativas que hasta ahora podían evaluar los generadores cuyos proyectos enfrentaban algún nivel de atraso. Además, en caso de modificación de capacidad de algún proyecto o cambio de éste por otro, se debe acreditar a través de un informe la equivalencia de suministro requerido y realizar un pago en beneficio de los clientes regulados del licitante. Se ha agregado, además, la facultad a la distribuidora de cobrar la boleta de garantía de fiel cumplimiento en caso de que el proyecto no entre en operación, dentro de 12 meses luego del inicio del suministro. Un aspecto no cubierto, y que se podría incorporar directamente en las bases, es la posibilidad de que los oferentes ajusten las características de los proyectos en caso de que la energía que les sea adjudicada sea menor al total inicialmente ofertado, de manera de no generar incertidumbre que reduzca la competitividad del proceso.

El aumento de exigencias va en el sentido correcto de asegurar la concreción de nuevos proyectos, además de crear un ambiente de mayor certidumbre en el sector. Sin embargo, aún está pendiente la concreción de algunos nuevos proyectos de licitaciones pasadas, por lo que la autoridad, no sólo debe velar por los futuros procesos, sino que también deberá buscar mecanismos que permitan agilizar y destrabar el desarrollo de proyectos que están atrasados o prontamente lo estarán. Es importante mencionar que, si bien en el mediano y largo plazo no se vislumbra problemas de suministro, se espera que los nuevos proyectos aporten en costos de generación más económicos y en una matriz eléctrica más limpia para el país.

⁴ Las centrales en pruebas se consideraron en operación.

Análisis de operación

Generación

En el mes de abril la generación total del SEN fue de 6.163 GWh/mes, un 7% menor a marzo de 2019 (6.625 GWh/mes) y un 1,7% mayor que abril de 2018 (6.061 GWh/mes).

La participación de la generación hidroeléctrica, solar, eólica, carbón y en base a diésel disminuyó en un 13,2%, 20,4%, 16%, 5,9% y 27,3%, respectivamente, con respecto al mes anterior. En contraste, la participación del GNL y otras fuentes aumentaron en un 3% y 7,3% respectivamente, en relación con el mes de marzo.

Durante abril estuvieron en mantenimiento las unidades Ventanas 2 (30 días), Colbún (U-1, 27 días), Rucúe (U-2, 25 días), Tocopilla (U-14, 23 días), Angostura (U-2, 9 días), La Confluencia (U-2, 9 días), Pehuenche (U-2, 6 días), Pangué (U-1, 6 días), Chacayes (U-1, 4 días), San Isidro 2 GNL (4 días), Nehuenco 2 GNL (3 días), Nehuenco GNL (2 días), Angamos – ANG2 (2 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de abril, la potencia máxima generada fue de 9.941 MW el día 29, la mínima fue de 6.651 MW el día 21 y el promedio fue de 8.570 MW. La figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de abril, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

Al igual que en el mes de marzo de 2019, durante abril 2019 la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 64% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (abril de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 83%, es decir, se ubica entre el 17% 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 SIC-SING.

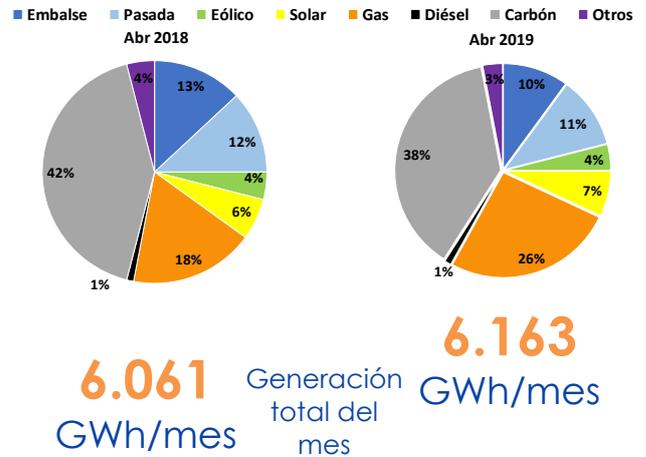


Figura 3: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

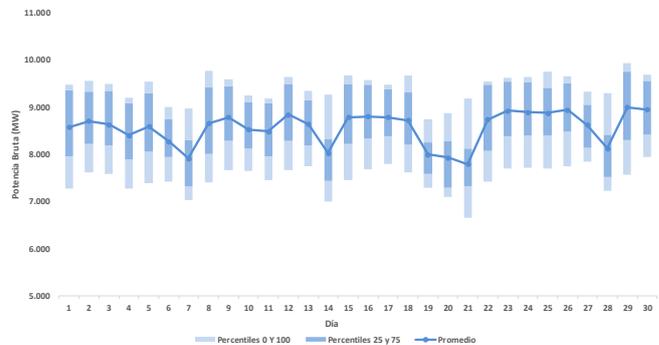


Figura 4: Generación bruta del SEN abril 2019 (Fuente: CEN)

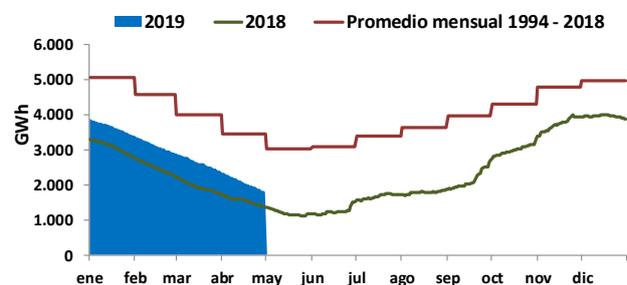


Figura 5: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En abril el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 49,3 US\$/MWh, lo cual es un 0,2% menor al costo de marzo de 2019 (49,2 US\$/MWh), y un 4,1% menor respecto a abril de 2018 (51,4 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja por el carbón, observándose máximos por sobre los 100 US\$/MWh y algunos escenarios de vertimiento (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 71,6 US\$/MWh, lo cual es un 12,7% mayor con respecto a marzo de 2019 (63,5 US\$/MWh) y un 12,5% mayor con respecto a abril de 2018 (63,6 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 6).

Durante abril 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 7). El total de desacoples del SEN fue de 658 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron P. Azúcar 220 – P. Colorada 220 (42 eventos), L. Vilos 220 – L. Palmas 220 (48 eventos), Cautín 220 – Tap Río Toltén 220 (17 eventos), L. Changos 220 – Kapatur 220 (5 eventos), Don Goyo 220 – P. Azúcar 220 (19 eventos), D. Almagro 220 – Cachiyuyai 220 (6 eventos) con un desacople promedio de 28,3 US\$/MWh, 27,2 US\$/MWh, 49,7 US\$/MWh, 42,3 US\$/MWh, 11,7 US\$/MWh y 40,3 US\$/MWh, respectivamente.

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

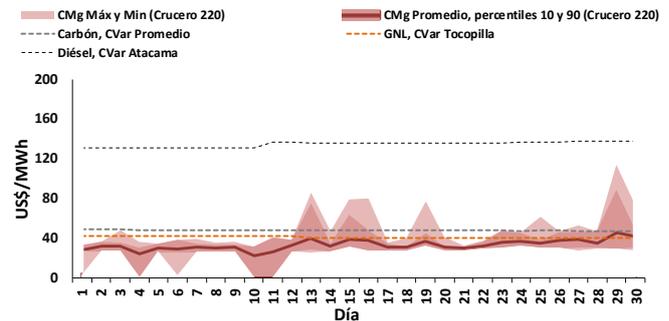


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Crucero 220 (Fuente: CEN)

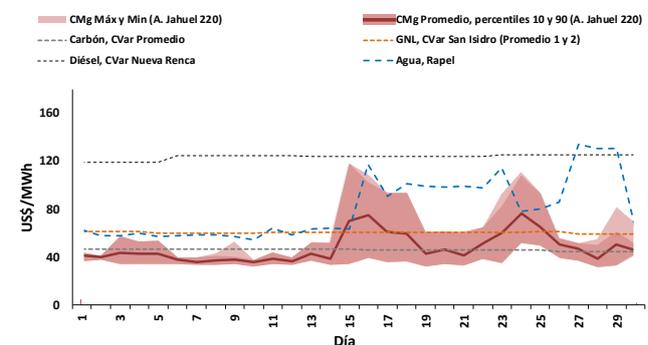


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

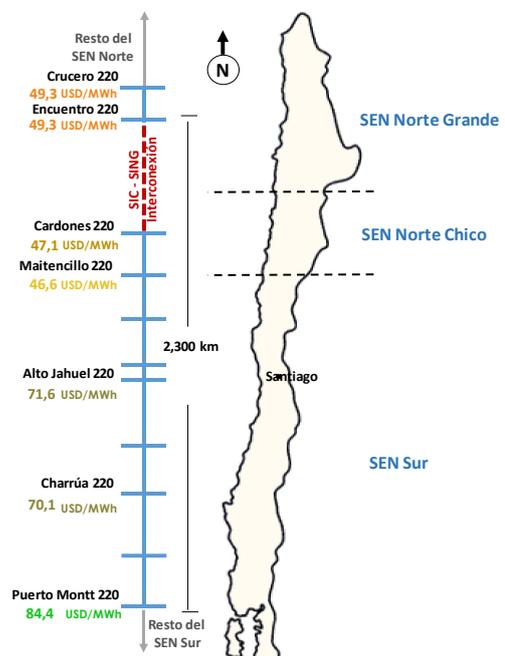


Figura 8: Costo marginal promedio de abril en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
PAZUCAR 220 - P.COLORADA 220	223	28,3	D.ALMAGRO 220 - CACHYUYAI 220	38	40,3
VILOS 220 - L.PALMAS 220	195	27,2	D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	26	93,7
CAUTIN 220 - TAP_RIOTOLEN_220	66	49,7	PUNTA_SIERRA 220 - TAPMREDON 220	21	26,3
L.CHANGOS 220 - KAPATUR 220	45	42,3	RAHUE 220 - AURORA 220	4	7,3
DON_GOYO 220 - PAZUCAR 220	40	11,7		0	0,0

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

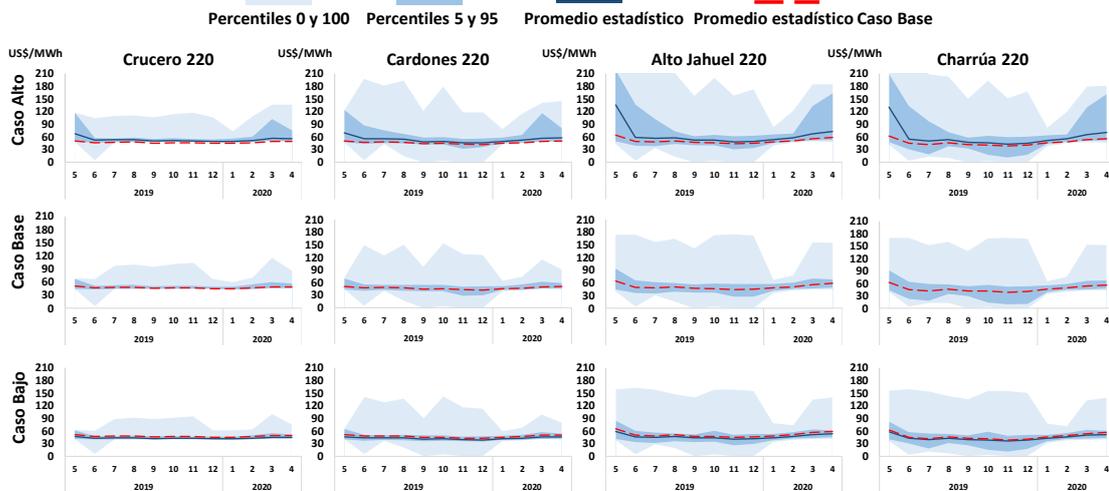


Figura 9: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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	96.5	107.2	117.9
		Angamos	93.4	103.7	114.1
		Tocopilla	99.7	110.8	121.9
		Andina	92.7	103.0	113.3
		Hornitos	92.2	102.4	112.7
		Norgener	95.5	106.1	116.7
		Tarapacá	93.1	103.4	113.8
	N. Ventanas	97.2	108.0	118.8	
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	77.7	86.4	95.0
		Mejillones	60.4	67.1	73.8
		San Isidro	5.4	6.0	6.6
	GNL US\$/MMBtu	Nehuenco	7.0	7.7	8.5
		Nueva Renca	5.3	5.9	6.4
		Mejillones, Tocopilla	5.0	5.6	6.1
Kelar		9.2	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 519 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 183 MW eólicos, 110 MW de termosolar y 128 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 8**, 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 marzo, Enel Chile disminuyó su generación hidráulica, solar y eólica, pero aumentó su generación térmica. Por otro lado, AES Gener disminuyó su generación térmica (carbón). Colbún disminuyó su generación a gas, pero aumentó su generación hidráulica. Engie disminuyó su generación a carbón y aumentó su aporte en Gas Natural. Finalmente, Tamakaya redujo su generación térmica.

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

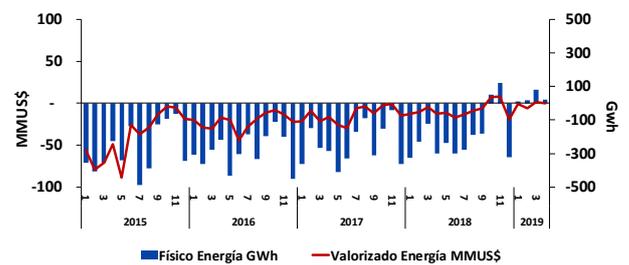
Enel Chile

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2018	Mar 2019	Abr 2019
Diésel	2	0	1
Carbón	310	424	425
Gas Natural	375	16	17
Hidro	670	537	450
Solar	89	95	74
Eólico	116	143	121
Total	1.562	1.216	1.088

*Incluye EGP, Gasatagama y Pehuenche.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Central	Abr 2019
Bocamina (prom. I y II)	48,4	43,3
San Isidro GNL (prom. I y II)	61,1	60,4
Taltal Diesel	188,0	189,3
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	133,5	134,4
Celta Carbón (CTTAR)	43,7	40,5

Transferencias de Energía abril 2019	
Total Generación (GWh)	1.088
Total Retiros (GWh)	1.064
Transf. Físicas (GWh)	24
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0

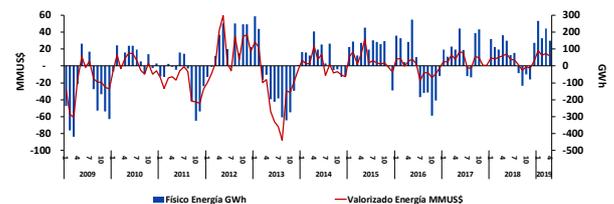


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2018	Mar 2019	Abr 2019
Diésel	2	10	10
Carbón	220	257	194
Gas Natural	439	960	858
Hidro	481	315	349
Solar	0	25	19
Eólico	0	0	0
Total	1.141	1.566	1.430

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Central	Abr 2019
Santa María	40,4	40,6
Nehuenco GNL (prom. I y II)	60,6	60,6
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	111,6	112,5

Transferencias de Energía abril 2019	
Total Generación (GWh)	1.430
Total Retiros (GWh)	1.280
Transf. Físicas (GWh)	150
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11



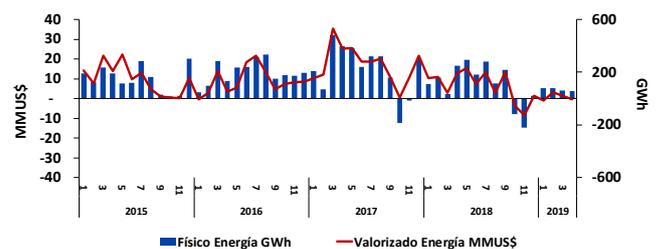
AES Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2018	Mar 2019	Abr 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	1.719	1.527	1.447
Gas Natural	0	5	4
Hidro	92	119	85
Solar	4	7	6
Eólico	0	0	0
Otro	4	0	0
Total	1.819	1.658	1.542

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Central	Abr 2019
Ventanas prom. (prom. I y II)	57,9	58,2
N. Ventanas y Campiche	46,9	46,9
Angamos (prom. 1 y 2)	42,8	40,7
Guacolda III	43,2	41,2
Norgener (prom. 1 y 2)	50,1	39,3

Transferencias de Energía abril 2019	
Total Generación (GWh)	1.542
Total Retiros (GWh)	1.484
Transf. Físicas (GWh)	59
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-0



Análisis por empresa

Engie

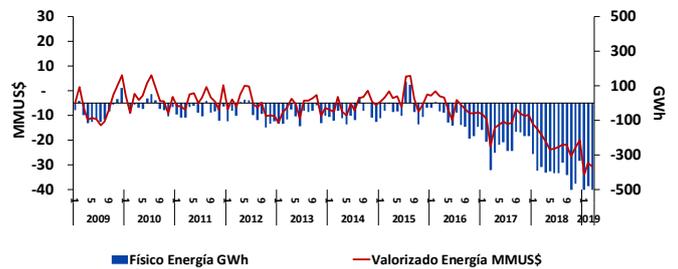
	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2018	Mar 2019	Abr 2019
Diésel	0	0	4
Carbón	305	256	252
Gas Natural	140	164	233
Hidro	3	3	4
Solar	2	0	0
Eólico	0	0	0
Total	449	423	493

*Considera Andina y Hornitos

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Mar 2019	Abr 2019
Andina Carbón		48,0	45,2
Mejillones Carbón		51,6	55,1
Tocopilla GNL		44,1	40,6

Transferencias de Energía abril 2019	
Total Generación (GWh)	493
Total Retiros (GWh)	921
Transf. Físicas (GWh)	-428
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27

*Considera Andina y Hornitos

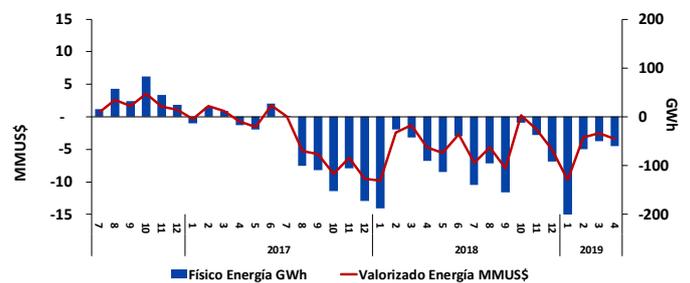


Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2018	Mar 2019	Abr 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	162	209	166
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	162	209	166

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
	Central	Mar 2019	Abr 2019
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)		74,8	69,1

Transferencias de Energía abril 2019	
Total Generación (GWh)	166
Total Retiros (GWh)	226
Transf. Físicas (GWh)	-61
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-3



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), 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 abril de 2019, es de 91,0 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 abril de 2019 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 Chile	86,0	19.081
Panguipulli	Enel Chile	125,7	565
Puyehue	Enel Chile	100,9	160
Colbún	Colbún	85,1	6.932
Pelumpén	Colbún	88,1	380
Aes Gener	Aes Gener	89,4	5.601
Guacolda	Aes Gener	79,5	900
Engie	Engie	102,2	7.570
Monte Redondo	Engie	112,4	303
Amunche Solar	First Solar	68,7	110
SCB II	First Solar	71,7	88
E Eléctrica Carén	Latin America Power	113,9	85
Norvind	Latin America Power	117,4	25
I.Cabo Leones	Iberecoica / EDF EN	94,7	195
Chungungo	Atlas Renewable Energy	92,3	190
San Juan	Latin America Power	106,3	420
Santiago Solar	AME / EDF EN	82,8	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	119,0	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	117,5	60
Abengoa	Abengoa Chile	117,8	514
Diego de Almagro	Prime Energía	115,3	220
El Campesino	Generadora Metropolitana	98,2	2.000
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	120,9	40
Aela Generación	Actis/Mainstream	84,1	768
Acciona	Acciona	100,0	600
SPV P4	Sonnedix	101,9	20
Precio Medio de Licitación Sistema		91,0	47.029

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a abril de 2019 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	77,0	17.098	84,2
Chilquinta	98,8	4.122	97,4
EMEL	90,2	3.704	94,5
CGED	107,1	16.072	96,1
SAESA	82,7	6.034	89,9
Precio Medio de Licitación Sistema	91,0	47.029	91,0

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a marzo de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.836 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 512 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante marzo fue igual a 1.143 GWh, es decir, se superó en un 123% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de marzo 2019 fue un 1,86% mayor a la reconocida en marzo 2018 (1.122 GWh) y un 36,64% mayor a la reconocida en marzo 2017 (836 GWh) (ver Figura 9).

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 50% (566 GWh) seguido por el aporte eólico con un 28% (325 GWh), luego los aportes de biomasa con un 10% (119 GWh) y finalmente hidráulico, que representó un 10% (117 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (16 GWh).

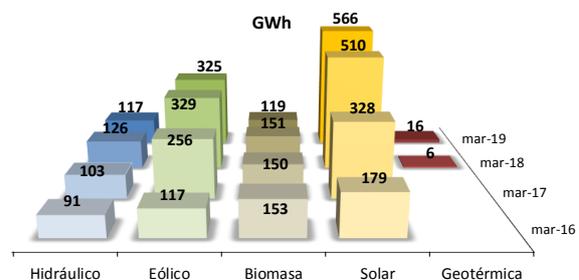


Figura 10: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

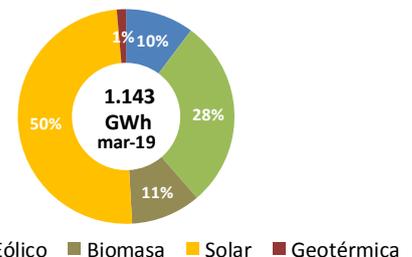


Figura 11: Generación ERNC reconocida en marzo 2019 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 262 CNE (24-03-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 3.132 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 34,5% corresponde a tecnología hidráulica (1.082 MW), un 23,5% a tecnología eólica (735 MW), un 22% a tecnología térmica (688 MW) y un 19,7% a tecnología solar (618 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
Huatacondo	Solar	98	jul-19
San Gabriel	Eólica	183	jul-19
Los Guindos (Ampliación)	Diesel	128	jul-19
CSP Cerro Dominador	Termosolar	110	ene-20

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	jun-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 a mayo de 2019 totalizan 4.413 MW con una inversión de MMUS\$ 6.641, mientras que los proyectos aprobados totalizan 49.904 MW con una inversión de MMUS\$ 107.664.

En el último mes se aprobaron los proyectos solares de 9 MW "Bellavista", "Don Pedro", "Moya", "Pintados", "Sol de Septiembre", "Verano de San Juan II" y "El Rosal". Por su parte, entraron en calificación los proyectos solares de 9 MW "Ckilir", "La Palma Solar", "San Ramiro", "Casablanca", "Alcones" y "Lockma", junto con la ampliación del proyecto "Guanaco Solar" que aumentará su capacidad de 50 MW a 77 MW.

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\$)
Eólico	1.127	2.111	10.241	20.335
Hidráulica	208	590	3.948	6.704
Solar	1.737	2.297	19.695	53.612
Gas Natural	1.050	1.330	5.836	5.593
Geotérmica	50	200	120	510
Diesel	241	113	2.573	6.387
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
TOTAL	4.413	6.641	49.904	107.664

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios ([ver más](#)).
- Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión entró a Contraloría ([ver más](#)).

Comisión Nacional de Energía

- Proceso de modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de distribución ([ver más](#)).
- Proceso Normativo sobre Servicios Complementarios – mesas de trabajo ([ver más](#))
- Proceso Normativo sobre Declaración de Costos Variables ([ver más](#)).
- Proceso elaboración Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control estuvo en consulta pública ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publicó la propuesta de expansión de la transmisión 2019 ([ver más](#)).

Panel de Expertos

- Discrepancia N05-2019: Discrepancia de Gener contra Reliquidación de Balances de Transferencia de Energía 2011 ([ver más](#)).
- Discrepancia N06-2019: Discrepancia de Gener contra Reliquidación de Balances de Transferencia de Energía 2012 ([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

Mayo 2019



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales: [Twitter](#) y [LinkedIn](#)

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rijimenez@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.