Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Abril 2021

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3
Generación	3
Hidrología	3
Costos Marginales	4
Proyección de costos marginales Systep	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

Suspensión de horas de punta 2021

A partir del 1 de abril entró en vigencia el Decreto Precio de Nudo de Corto Plazo (3T/2021[1]), que fija los precios de nudo para suministro de electricidad y que también limita el control en horas de punta del SEN. El decreto señala que "*se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas de cada día de los meses de junio y julio, exceptuándose los días sábado, domingo y festivos de dichos meses*". De este modo, al igual que para el año pasado, el regulador suspendió la medición histórica que se había aplicado desde el 1 de abril hasta el 30 de septiembre.

El periodo de horas de punta busca abarcar los meses del año en el que se presenta el mayor consumo del sistema, periodo en el cual se aplica un cargo adicional en las tarifas reguladas, para así dar una señal económica que incentive a la racionalización del consumo eléctrico y disminuya el congestionamiento en los sistemas de distribución y transmisión.

Respecto a la implementación de esta medida, el Ministro de Energía declaró[2]: "*Esta medida excepcional -que fue aplicada exitosamente el año pasado- es complementaria con otras que hemos adoptado como Gobierno para dar un impulso concreto a nuestra economía y cuidar el bolsillo de los chilenos*" y que "*A nivel de las Pymes, comercio e industrias, permite compatibilizar mejor los turnos de trabajo con las restricciones de las cuarentenas, toques de queda y resguardos sanitarios*".

La suspensión de las horas de punta en los meses de abril, mayo, agosto y septiembre beneficia a los clientes residenciales (tarifas BT1 y TRAT1) y clientes con medición horaria (industriales y comerciales, principalmente) que tienen cargos por potencia adicional de invierno y cargos por demanda máxima de potencia, respectivamente. A los primeros no se les aplicará el límite de invierno en dichos meses, mientras que los segundos tendrán más flexibilidad para gestionar sus consumos en estos meses por cuanto no se les cobrará la demanda máxima leída del mes (no obstante lo anterior, a los clientes cuya demanda máxima leída del mes sea inferior que la demanda aplicable en meses fuera de punta, se les aplicará la menor de ellas con el fin de que no se vean perjudicados), pudiendo consumir más o evitar costos para disminuir la demanda máxima (por ejemplo, utilizar motores diésel para "recortar" la demanda en el punto de medición). En tanto, esta medida no tendrá efecto alguno en la facturación de clientes con otras tarifas.

Desde un punto de vista económico, la suspensión de las horas de punta tendrá un efecto en la recaudación de las empresas distribuidoras y cooperativas, ya que la tarifa de distribución fue diseñada teniendo en cuenta la existencia del horario de punta. Por lo tanto, si es que el perfil de consumo de los clientes se mantiene, especialmente en los clientes residenciales, la distribuidora percibirá menos ingresos asociados a los cargos por potencia adicional de invierno que pagan estos últimos, situación que debiese ser monitoreada por la autoridad.

Desde el punto de vista de las instalaciones de transmisión y distribución, la mayor flexibilidad para gestionar la demanda por parte de los clientes industriales y comerciales podría llevar a un aumento de la demanda máxima en los meses que tradicionalmente han sido considerados como de punta. Eventualmente dichas demandas podrían ser incluso mayores a las demandas máximas por alimentador o subestación consideradas en la planificación de las redes de distribución y transmisión; sin embargo, estas mayores exigencias debiesen poder ser amortiguadas dadas las holguras existentes que se consideraron para absorber los aumentos futuros de demanda y las holguras que se puedan producir por la variación de consumo por efectos de las restricciones sanitarias.

El control de horas de punta pareciera ser una medida efectiva, ya que en los momentos en que se aplica se aligera la demanda del sistema de distribución. Sin embargo, se debe considerar que existe una diferencia entre los horarios en que se mide la demanda de punta para los clientes regulados y la demanda de punta del sistema de generación. Como se muestra en la Tabla 1, al analizar las 52 horas de mayor demanda para el año 2020 del Subsistema Centro-Norte del SEN, se observa que todas las demandas máximas ocurren en meses fuera del periodo definido como horas de punta, concentrándose mayormente en el primer trimestre del año. Esto último se explica principalmente por el efecto cuarentena, ya que la tendencia histórica indica que las demandas de punta, para este Subsistema, se concentran en el último trimestre. Con respecto al Subsistema Sur, las demandas de punta para el 2020 se tienden a dar en los meses con horas de punta, pero fuera del horario de punta.

Este comportamiento genera una distorsión entre los retiros de clientes regulados y clientes libres. En el pasado, la CNE ya ha propuesto homologar las horas en que se determina la demanda punta del sistema y la demanda de cada cliente.

Tabla 1: Porcentaje de las 52 horas máximas que se registraron por Subsistema[3] en el respectivo mes e intervalo horario.

Subsistema	Horario	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SEN Centro-norte	Entre 18:00 y 21:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Entre 00:00 y 17:59, o 22:00 y 23:59	54%	12%	21%	-	-	-	-	-	-	-	-	13%
SEN Sur	Entre 18:00 y 21:59	-	2%	4%	-	2%	-	-	-	-	-	-	-
	Entre 00:00 y 17:59, o 22:00 y 23:59	17%	4%	6%	-	-	15%	37%	4%	10%	-	-	-

El color verde indica horario de punta

La existencia de pagos por potencia y periodos de medición de potencia de punta tiene como objeto racionalizar el consumo mediante señales económicas, a fin de evitar problemas de capacidad de generación o de infraestructura de transmisión y distribución por una concentración excesiva de demanda en un solo periodo del sistema. En este contexto, el cambio del periodo de medición de las horas de punta para aliviar económicamente a los clientes, si bien al ser puntual no tiene mayor impacto en la planificación de las redes en el largo plazo, sí tiene impacto en la recaudación de las distribuidoras por cuanto la estructura tarifaria con la cual están definidas las tarifas considera un periodo de punta de seis meses. Actualmente se encuentra en desarrollo el estudio tarifario para definir las tarifas de distribución por los próximos cuatro años (2020-2024), por lo cual es una buena oportunidad para discutir cambios en los periodos de medición, ya sea homologándolos a los utilizados en generación, reduciéndolos a los periodos de dos meses que se han utilizado en los años 2020 y 2021, o proponiendo alguno diferente, pero siempre con el objetivo final de entregar una señal económica estable tanto para que los clientes regulados comerciales e industriales puedan gestionar mejor su demanda, como para que los distribuidores no vean modificada su recaudación ante decisiones de cambio del periodo de punta por situaciones coyunturales.

[1] Decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo (3T/2021)
[2] https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministerio-de-energia-suspende-medicion-de-horas-punta
[3] Subsistema Centro-Norte incluye desde subestación Parinacota 220 hasta Cautín 220, mientras que el Subsistema Sur incluye desde subestación Ciruelos 220 hasta Chiloé 220.

Don Carlos 2939 Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile
Tel 56-2-22320501 reporte@systep.cl www.systep.cl

Análisis de operación

Generación

En el mes de marzo la generación total del SEN fue de 6.975 GWh/mes, un 13,0% mayor a febrero de 2021 (6.170 GWh/mes) y un 3,2% mayor a marzo de 2020 (6.758 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación hidráulica y gas disminuyó un 6,1% y 13,7% respectivamente en relación con marzo de 2020. En contraste, la participación de la generación mediante energía eólica, solar, carbón y diésel aumentó en un 37,1%, 32,9%, 0,5% y 144% respectivamente en relación con marzo 2020 (Ver figura 1).

Durante marzo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas de embalse: Colbún, Pangue y Pehuenche (30, 16 y 30 días respectivamente); las centrales de carbón: Campiche, Norgener NO2 (25 y 6 días respectivamente); las unidades de GNL: Quintero y Taltal (10 y 30 días respectivamente); la unidad hidráulica de pasada Rucúe (30 días) y, por último, las unidades diésel: Taltal y Quintero (30 y 10 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de marzo, la potencia máxima generada fue de 11.103 MW el día 8, y la mínima fue de 7.590 MW el día 21. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de marzo, 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 (febrero) la energía embalsada en el SEN en marzo del presente año no superó los niveles de marzo del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 53% del promedio mensual entre los años 1994 y 2020 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2020/2021 (marzo de 2020), el nivel de excedencia observado es igual a 91,7%, es decir, se ubica en el 8,3% 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

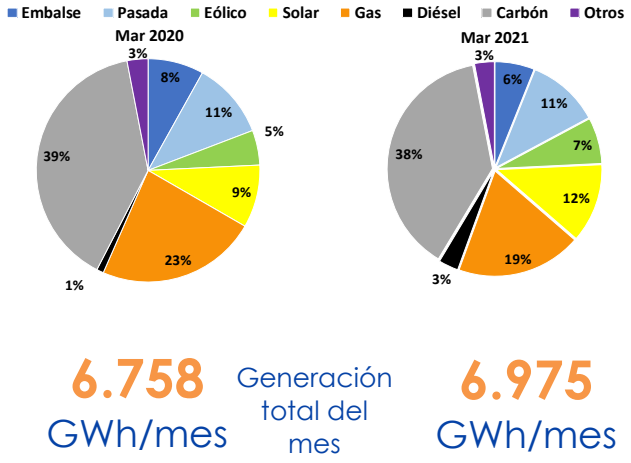


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

Figura 2: Generación bruta del SEN marzo 2021 (Fuente: CEN)

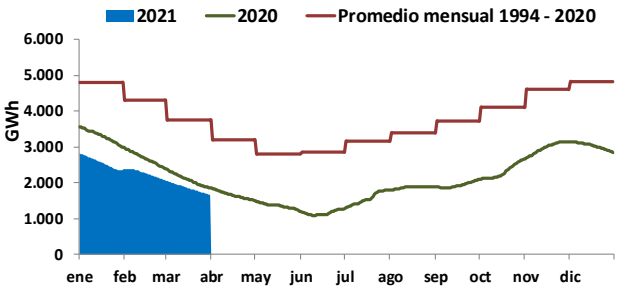


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En marzo de 2021 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 75,7 US$/MWh, lo cual registró un aumento de 0,3% con respecto a febrero del mismo año (76,0 US$/MWh), y un aumento de 17% respecto a marzo de 2020 (64,7 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 febrero de 2021 fue de 89,0 US$/MWh, lo cual reflejó un aumento de 5% con respecto a febrero del mismo año (85,1 US$/MWh), y un aumento de 30% respecto a marzo de 2020 (68,6 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 marzo 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 909 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: Cautín 220 – Tap Riotolten 220 (46 eventos), Salar 220 – Calama 220 (22 eventos), Quillota 110 – S. Pedro 110 (17 eventos), D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (15 eventos) y Polpaico 500 – N. P. Azúcar 500 (11 eventos) con un desacople promedio de 78,3 US$/MWh, 39,7 US$/MWh, 39,6 US$/MWh, 44,4 US$/MWh y 50,7 US$/MWh respectivamente (ver Tabla 2).

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver Estadísticas Systep, sección Precios del SEN.

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

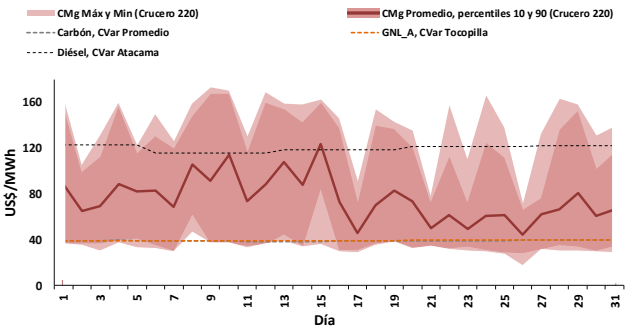


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Crucero 220 (Fuente: CEN)

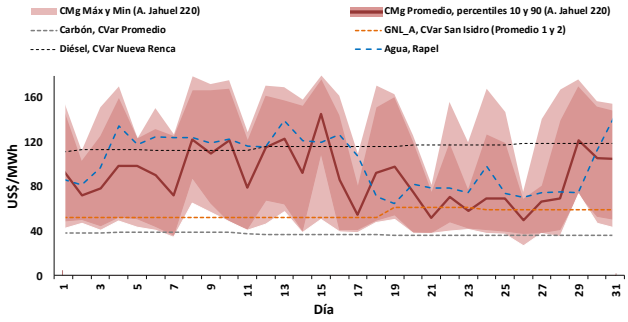


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

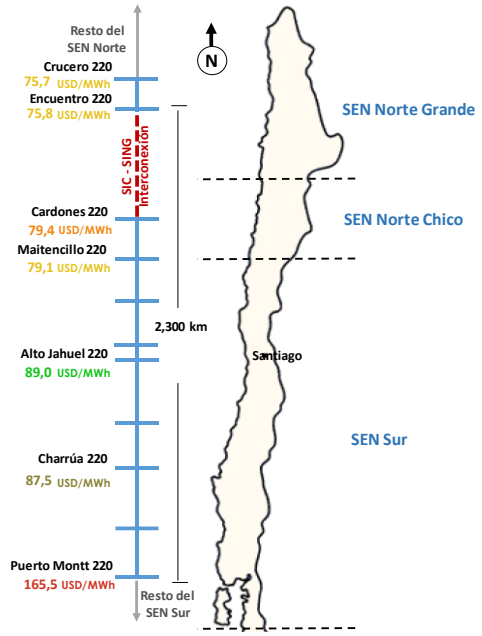


Figura 6: Costo marginal promedio de marzo en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 2: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
CAUTIN 220- TAP_RIOTOLTEN_220	571	78,3
SALAR 220-CALAMA 220	114	39,7
D.ALMAGRO 220-CACHIYUYAL 220	67	44,4
QUILLOTA 110-S.PEDRO 110	61	39,6
LO AGUIRRE 500-POLPAICO 500	49	55

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
POLPAICO 500-N.P.AZUCAR 500	22	50,7
ITAHUE 220-ITAHUE 154	11	66,8
D.ALMAGRO 220-D.ALMAGRO 1	6	211,0
ITAHUE 154-M.MELADO 154	4	78,4
C.NAVIA 220-C.CHENA2 220	1	1,3

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

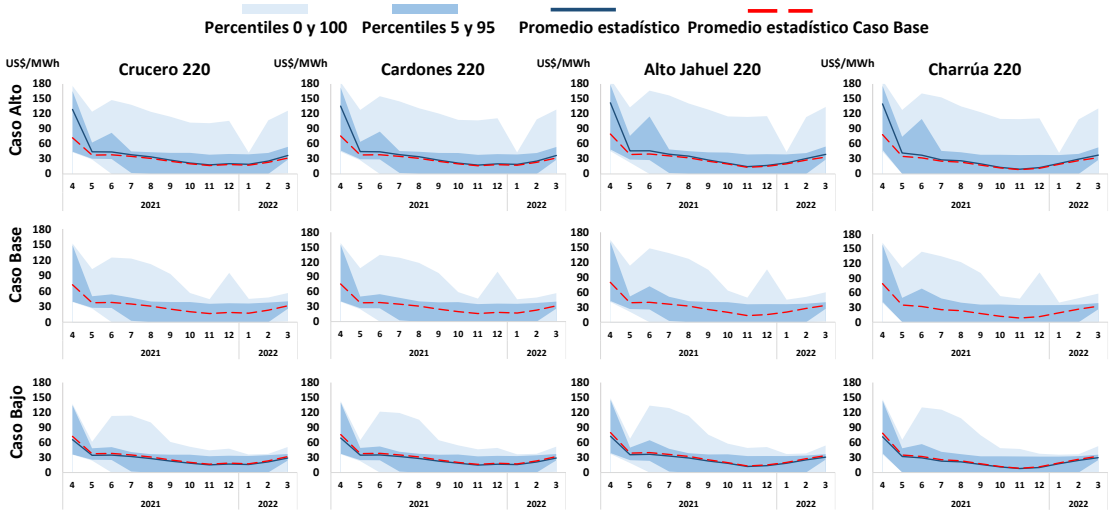


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 marzo 2021 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2,3% para el año 2021 respecto del año 2020. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2; un **Caso Bajo** que considera una baja en 10% del costo de combustible; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de Gas y un aumento en 10% del costo de combustible, presentado en la Tabla 2.

Tabla 3: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos			Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
Crecimiento demanda	2021 (Proyectada)		2,3%	2,3%	2,3%
Precios combustibles	Carbón US$/Ton	Mejillones 1 y 2	79,4	88,2	97,0
		Angamos	74,7	83,0	91,3
		Guacolda (promedio)	68,5	76,1	83,7
		Andina	69,2	76,9	84,6
		Hornitos	71,0	78,9	86,8
		Norgener	76,4	84,9	93,4
		N. Ventanas	81,5	90,5	99,6
	Diesel US$/Bbl	Quintero	76,1	84,5	93,0
		Mejillones	75,7	84,1	92,5
	GNL US$/MMBtu	San Isidro 1	6,0	6,7	7,4
		Nehuenco 1	6,9	7,7	N/A
		Mejillones CTM3	5,2	5,8	N/A
		U16	5,2	5,8	6,4
		Kelar	6,8	7,6	N/A
	GN US$/MMBtu	San Isidro 2 (1)	3,8	4,2	4,6
		U16 (2)	4,2	4,7	5,2
		Nehuenco 2 (1)	5,0	5,6	N/A
		Nueva Renca (1)	4,1	4,5	N/A

(1) A partir de Abril 2021 (4,5 US$/MMBtu Nov-Mar, 5,3 US$/MMBtu Abr-Oct)
(2) A partir de Abril 2021 (4,5 US$/MMBtu Nov-Mar, GNL Abr-Oct)

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 5.939 MW de nueva capacidad, de los cuales 3.027 MW son solares, 1.779 MW son eólicos, 28 MW son geotérmicos, 563 MW hidráulicos y 541 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas II para julio 2021, equivalente a 193,5 MW.

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 marzo, Enel Generación disminuyó su generación diésel, gas natural, hidráulica y solar, y aumentó su generación en base a carbón y GNL. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a GNL, y redujo su generación diésel, en base a carbón, gas natural e hidráulica. Por otro lado, AES Gener aumentó su generación de carbón. Engie aumentó su generación en base a diésel, carbón y gas natural. Por último, Tamakaya disminuyó su producción térmica de gas.

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

Enel Chile

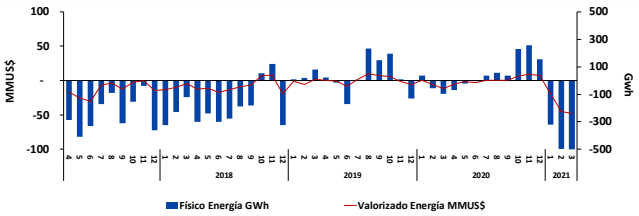
Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2020	Feb 2021	Mar 2021
Diésel	10	37	24
Carbón	90	193	223
Gas Natural	455	112	42
GNL	154	187	443
Hidro	594	620	580
Solar	101	98	96
Eólico	132	122	138
Getérmica	24	21	29
Total	**1.560**	**1.390**	**1.575**

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US$/MWh)		
Central	Feb 2021	Mar 2021
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	51,9	55,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	35,7	35,6
Taltal Diesel (Prom I y II)	162,6	178,6
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	117,4	119,9

Valor del Agua promedio (US$/MWh)		
Central	Feb 2021	Mar 2021
Embalse Ralco	45,9	82,0

Transferencias de Energía marzo 2021	
Total Generación (GWh)	1.575
Total Retiros (GWh)	2.093
Transf. Físicas (GWh)	-519
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-48



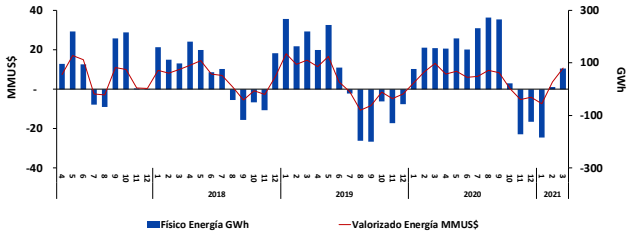
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2020	Feb 2021	Mar 2021
Diésel	36	78	51
Carbón	235	231	219
Gas Natural	247	133	0
GNL	217	108	474
Hidro	301	232	221
Solar	2	2	2
Eólico	0	0	0
Total	**1.038**	**783**	**967**

Costos Variables promedio (US$/MWh)		
Central	Feb 2021	Mar 2021
Santa María	30,5	36,5
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	43,6	43,6
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	39,0	42,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	95,1	105,6

Valor del Agua promedio (US$/MWh)		
Central	Feb 2021	Mar 2021
Embalse Colbún	111,3	100,9

Transferencias de Energía marzo 2021	
Total Generación (GWh)	967
Total Retiros (GWh)	888
Transf. Físicas (GWh)	79
Transf. Valorizadas (MMUS$)	11



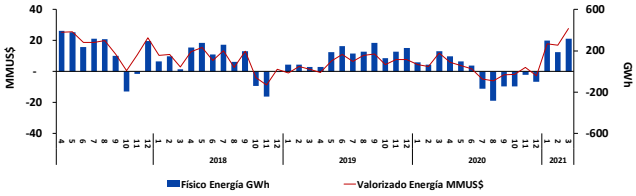
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2020	Feb 2021	Mar 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	1.742	1.346	1.638
Gas Natural	2	3	3
GNL	0	0	0
Hidro	113	97	107
Solar	7	19	19
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
Total	**1.864**	**1.464**	**1.768**

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

Costos variables promedio (US$/MWh)		
Central	Feb 2021	Mar 2021
Ventanas II	38,5	40,1
N. Ventanas y Campiche	38,0	39,1
Angamos (prom. 1 y 2)	29,5	34,4
Guacolda III	31,8	32,6
Norgener (prom. 1 y 2)	34,7	35,5

Transferencias de Energía marzo 2021	
Total Generación (GWh)	1.768
Total Retiros (GWh)	1.452
Transf. Físicas (GWh)	316
Transf. Valorizadas (MMUS$)	28



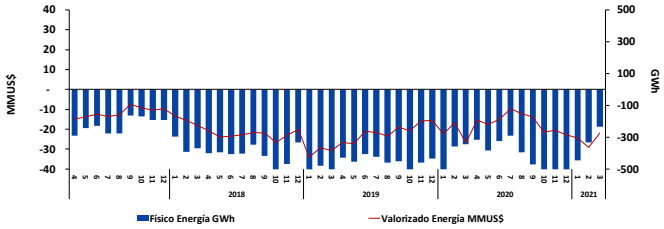
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2020	Feb 2021	Mar 2021
Diésel	1	5	0
Carbón	518	357	556
Gas Natural	64	109	133
GNL	132	91	101
Hidro	4	5	4
Solar	10	8	12
Eólico	0	5	5
Total	**729**	**580**	**810**

Costos Variables promedio (US$/MWh)		
Central	Feb 2021	Mar 2021
Andina Carbón	33,0	34,8
Mejillones Carbón	43,3	42,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	37,7	39,1

Transferencias de Energía marzo 2021	
Total Generación (GWh)	729
Total Retiros (GWh)	962
Transf. Físicas (GWh)	-234
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-22

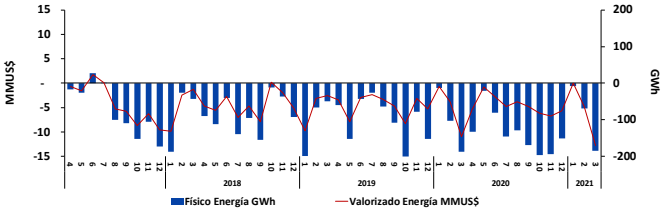


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2020	Feb 2021	Mar 2021
Diésel	0	33	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	214	390	263
GNL	107	179	131
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	**321**	**602**	**394**

Costos Variables prom. (US$/MWh)		
Central	Feb 2021	Mar 2021
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	69,0	68,5
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	82,9	86,7

Transferencias de Energía marzo 2021	
Total Generación (GWh)	131
Total Retiros (GWh)	316
Transf. Físicas (GWh)	-185
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-13



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 marzo de 2021, es de 87,5 US$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. 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 4 y 5 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver Estadísticas Systep, sección Precios de licitación SEN

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a marzo de 2021 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
ENDESA	84,5	15.679
E-CL	94,9	7.596
AES GENER	82,2	5.229
COLBÚN	93,4	4.850
El Campesino	97,3	4.021
Abengoa	125,5	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	51,7	858
Aela Generación S.A.	83,8	769
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	42,5	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	43,1	638
ACCIONA	103,8	603
PANGUIPULLI	126,7	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	47,2	528
San Juan SpA.	112,0	422
WPD MALLECO (Malleco)	54,7	397
Pelumpén S.A.	89,4	326
M. REDONDO	115,4	303
MARIA ELENA SOLAR	31,9	280
D. ALMAGRO	121,6	220
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	98,0	195
WPD MALLECO (Malleco II)	54,3	192
Chungungo S.A.	97,3	191
OPDENERGY	41,7	176
PUYEHUE	98,7	160
IBEREÓLICA CABO LEONES III SpA	71,5	130
Santiago Solar S.A.	87,3	121
Otros	94,2	799
Precio Medio de Licitación	**87,5**	**46.842**

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a marzo de 2021 por distribuidora, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US$/MWh	Energía Contratada año 2020 GWh
Enel Distribución	76,2	16.316
CGE Distribución	100,4	13.024
Chilquinta	93,8	3.481
SAESA	89,7	4.312
Precio Medio Muestra	**87,9**	**37.134**

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a febrero de 2021, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.116 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 327 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante enero fue igual a 1.489 GWh, es decir, se superó en un 355% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 54% (808 GWh) seguido por el aporte eólico con un 29% (431 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 8%, 7% y 1% respectivamente (122, 110 y 17 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante febrero, se registraron 13 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del 45% con respecto a enero 2021 (23 GWh) y una disminución del 40% con respecto a febrero de 2020 (21 GWh), ver Figura 15.

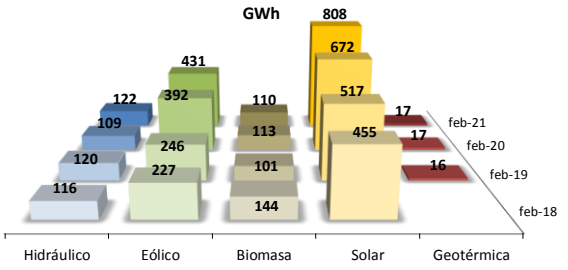


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

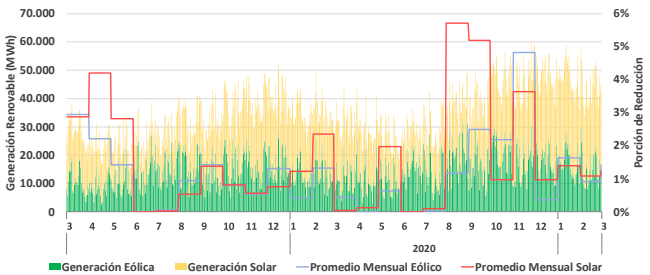


Figura 9: Vertimiento renovable durante el mes de enero (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-89 CNE (31-03-2021) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.512 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a octubre de 2024. De estos, 46,8% corresponde a tecnología solar (3.047 MW), un 28,1% a tecnología eólica (1.828 MW), un 18,1% a tecnología hidráulica (1.177 MW), un 4,5% a tecnología térmica (295 MW), y un 2,5% a biomasa (166 MW)

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6 resume el plan de obras de generación de la CNE a 12 meses (Tabla 6).

Tabla 6: 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]
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa	jun-22	Solar	270
Las Lajas	jul-21	Hidráulica	267
Alfalfal II	sep-21	Hidráulica	264
Diego de Almagro Sur	sep-21	Solar	208
Parque FV Domeyko	jun-21	Solar	186
Parque Eólico Cerro Tigre	abr-21	Eólica	185
Proyecto FV Coya	dic-21	Solar	180
Planta FV Sol del Desierto Fase I	abr-21	Solar	175
San Pedro	oct-24	Hidráulica	170
MAPA	oct-21	Biomasa	166
PE Llanos del Viento	ago-21	Eólica	156
Parque Eólico Tchamma	mar-21	Eólica	155
PE Puelche Sur	nov-21	Eólica	152
Sol de Lila	feb-21	Solar	152
Parque Eólico Calama	ago-21	Eólica	150
Llanos Blancos	oct-21	Térmica	150
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150
Valle del Sol	ago-21	Solar	150
Río Escondido	mar-21	Solar	145
Parque Eólico Malleco – Fase II	mar-21	Eólica	138
Ñuble	jun-24	Hidráulica	136
Parque Eólico Malleco – Fase I	mar-21	Eólica	135
Ampliación Finis Terrae Etapa I	feb-21	Solar	126
PV Tamaya Solar	jun-21	Solar	114
Andes IIB	oct-21	Solar	113
Cabo Leones III Fase 2	abr-21	Eólica	110
Parque Eólico Ckani	oct-21	Eólica	107
Valle Escondido	jul-21	Solar	105
Sol de Varas	mar-22	Solar	101
Parque FV Pampa Tigre	ago-21	Eólica	100
Los Olmos	ago-21	Eólica	100
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98
Sol de Los Andes	jun-21	Solar	89
Parque Solar Capricornio	feb-21	Solar	88
Parque Eólico Alena	mar-21	Eólica	84
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81
Combarbalá	abr-21	Hidráulica	75
Campo Lindo	mar-22	Eólica	72
Central de Respaldo Maitencillo	jul-21	Térmica	67
Parque Eólico Mesamávida	mar-21	Eólica	60
Extensión de Parque Eólico Cabo Leones I	may-21	Eólica	60
PE Lomas de Duqueco34	jul-21	Eólica	57
Planta FV Sol del Desierto Fase II	abr-21	Solar	55
La Cruz Solar	abr-21	Solar	50
CH Los Lagos	ago-22	Hidráulica	49
Cardones	feb-23	Solar	35
San Javier etapa I	jun-21	Térmica	25
San Javier etapa II	jun-21	Térmica	25
Trupán	dic-11	Hidráulica	20
El Pinar	mar-21	Hidráulica	11

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver Estadísticas Systep, sección Infraestructura del SEN.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a marzo de 2021, totalizan 14.132 MW con una inversión de MMUS$ 12.713 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 59.493 MW con una inversión de MMUS$ 118.876 (ver Tabla 7).

Durante el mes de marzo, 26 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales todos son solares, sumando una capacidad de 763 MW. Se destaca dentro de estos proyectos, Planta Fotovoltaica Sierra Gorda Solar y Parque Fotovoltaico Santa Isabel II de 400 MW y 150 MW respectivamente. Por otro lado, entraron en calificación 46 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 1.556 MW, de los cuales se destacan los proyectos Ampliación Planta Solar Pampa Unión y Parque Eólico Lomas de Taltal de 577 MW y 353 MW respectivamente.

Tabla 7: 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	4.989	5.651	10.754	21.553
Hidráulica	176	456	3.933	6.677
Solar	6.835	4.881	26.785	54.619
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	2.887	6.535
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.075	8.000
Mixto (Solar + Eólica)	2.123	1.724	0	0
Total	14.123	12.713	59.493	118.876

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver Estadísticas Systep, sección Infraestructura

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Reingresa a Contraloría General de la República el Decreto 37, sobre la Planificación de la Transmisión (ver más).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°115 que modifica la resolución N°72, que Establece Disposiciones Técnicas para la Implementación de la Ley N°21.185. (ver más).

Comisión Nacional de Energía

- Se publica el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional correspondiente al año 2020 (ver más).
- Se publica el Informe Técnico Preliminar de Valorización de los Sistemas de Transmisión, Cuadrienio 2020-2023 (ver más).

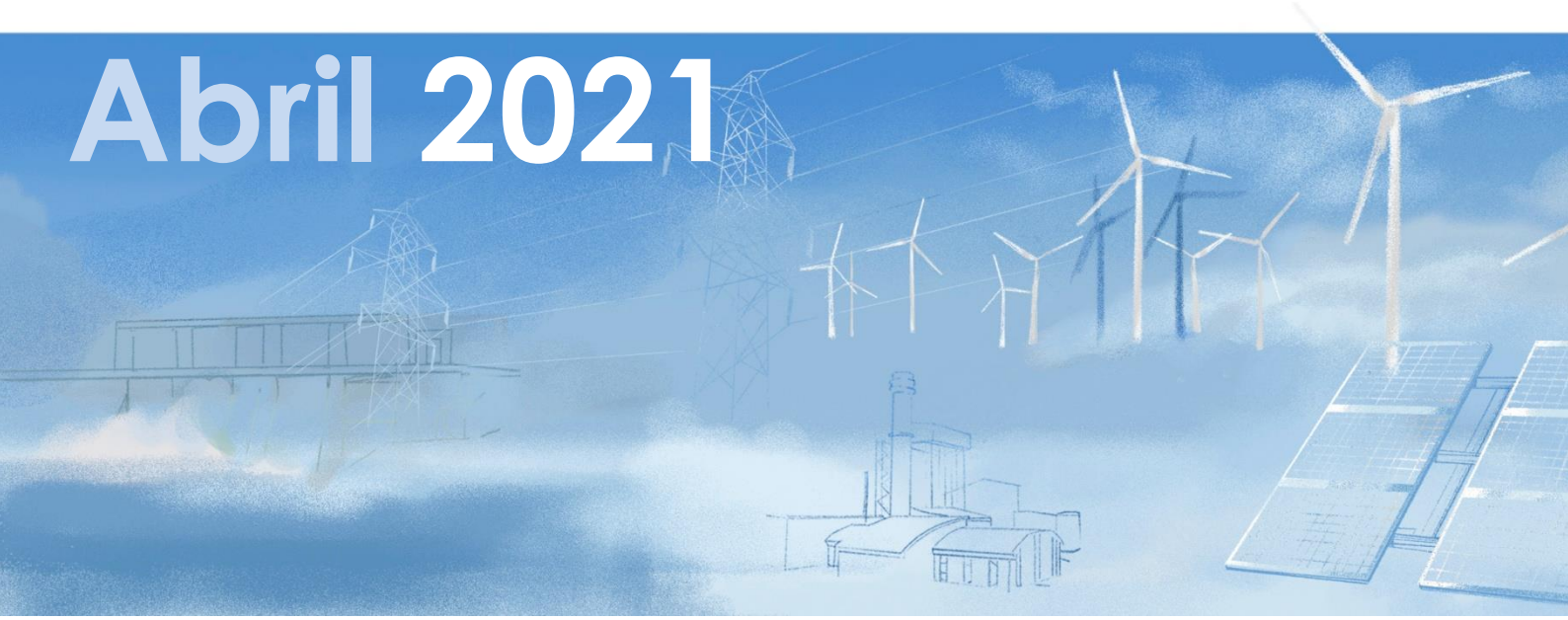
Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publica el Informe de Monitoreo de la Competencia (ver más).

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

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

www.systep.cl



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:

reporte@systep.cl

www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | **Gerente General**
rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | **Gerente de Mercados Eléctricos y Regulación**
plecaros@systep.cl

Jorge Hurtado R. | **Ingeniero de Estudios**
jhurtado@systep.cl

©Systep 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 Systep 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 Systep, 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 Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep 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 Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.