Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Julio 2022

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3-4
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

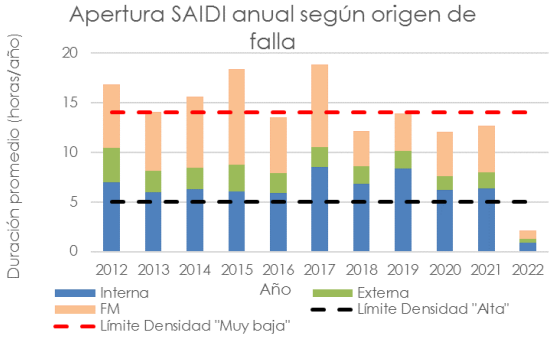
El costo de la calidad y continuidad de suministro en Chile

La red de distribución eléctrica es la parte del sistema eléctrico que lleva energía desde las subestaciones primarias hasta los usuarios finales. En este contexto, la Norma Técnica de Distribución[1] fija los estándares para el adecuado funcionamiento del segmento de distribución, regulando aspectos de calidad de producto, servicio y atención comercial.

La calidad de servicio es el aspecto más visible para el usuario final, y sin perjuicio de que las empresas distribuidoras deban cumplir con ciertos estándares de calidad de suministro y producto, cada año la llegada del invierno con lluvias y fuertes vientos causa incertidumbre sobre la capacidad actual de mantener la continuidad del suministro eléctrico bajo estas circunstancias.

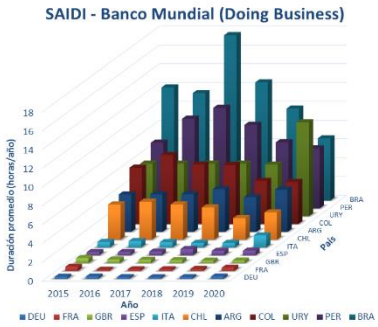
Estos eventos se notarán en los índices de frecuencia y duración (TIC, FIC, SAIDI Y SAIFI)[2] bajo los cuales la Norma Técnica vigente evalúa el desempeño de calidad de suministro de las empresas distribuidoras, con límites normativos que se volvieron más exigentes desde el año 2020.

¿Cuáles han sido los valores históricos de estos índices? En cuanto a duración de interrupción promedio (SAIDI) anual[3], en los últimos 10 años el valor ha fluctuado entre 12 y 19 horas/año (promedio de 14,8 horas/año). Si bien estos valores superan los límites normativos, hay que tener en cuenta que corresponde a la suma de interrupciones con origen interno, externo y por fuerza mayor.



Cabe mencionar que los valores presentados son promedios nacionales (las realidades entre distintas empresas distribuidoras son distintas), pero al menos a nivel nacional el SAIDI originado por fallas internas, y que son atribuibles a las empresas distribuidoras, es de aproximadamente 6,2 horas/año. Dentro de las opciones para mejorar la calidad de suministro se puede invertir para evitar fallas/permitir traspasos de carga, reducir los tiempos de reposición o mejorar los planes de mantenimiento preventivo, siendo las dos primeras alternativas difíciles de concretar para empresas que suministran zonas rurales o remotas. Actualmente, la Norma Técnica define el cumplimiento de los estándares y exige a las empresas distribuidoras el desarrollo y presentación de un Plan de Contingencia (preventivo para eventos climáticos) y un Plan de Mantenimiento para minimizar las interrupciones.

¿Cómo se compara Chile con otros países? Bajo otra metodología de cálculo, según los datos publicados por el Banco Mundial[4] para el año 2020, Chile se posiciona cerca de la mediana a nivel mundial con una duración de 2,9 horas al año. Este es un valor positivo si se compara con países vecinos, pero aún distante de los países que lideran en este aspecto, principalmente de altos ingresos.



¿A qué se deben estas diferencias con los demás países? Mientras que en Chile y Latinoamérica la mayoría de las redes de distribución son aéreas, en los países europeos la mayoría de las redes son subterráneas, sobre todo en grandes ciudades. Que la red sea aérea implica una mayor exposición a eventos fortuitos como caídas de árboles, fenómenos climáticos, choques de vehículos, entre otros, aumentando la ocurrencia de fallas e interrupciones de suministro.

Otros factores importantes son la geografía y distribución demográfica de Chile. Largas distancias entre poblados y bajas densidades de población impiden expandir de manera costo-eficiente para permitir enmalles en las redes de distribución, como también dificultan el trabajo de despeje de fallas en tiempos cortos. Si bien en la capital es posible encontrar múltiples alimentadores en una comuna, para lugares más rurales no es extraño encontrar que una comuna sea suministrada desde un alimentador de varias decenas de kilómetros de longitud y que a su vez atraviesa (y suministra) otras comunas. En estas condiciones, es usual que la empresa distribuidora simplemente conecte un grupo electrógeno para mantener el suministro a los clientes afectados.

En el contexto del modelo de remuneración vigente en Chile, solo existen incentivos para invertir en el sistema de distribución que cumple los estándares de calidad de servicio, los cuales son promedios y no acogen la vulnerabilidad de la red ante situaciones extremas. Además, del total de la tarifa que pagan los clientes residenciales en Santiago (ENEL), la distribución y la transmisión pesan un 24%[5], mientras que en los países europeos el valor de cargos por distribución más transmisión oscila entre un 25% y 38% (network)[6]. Ciertamente existe una brecha en los recursos destinados a poder mejorar las redes de distribución, en particular a soterrarlas.

A pesar de que Chile tiene un mejor desempeño que los países vecinos en cuanto a calidad de suministro, aún tiene espacio para mejorar. Los actuales planes preventivos exigidos por la normativa sólo sirven para evitar la ocurrencia de un subconjunto de todas las interrupciones en distribución (por falta de mantenimiento), pero no abordan la vulnerabilidad. En consecuencia, no se puede esperar que la totalidad de las interrupciones y la duración de éstas bajen si es que no se destinan más recursos para inversión ¿De qué magnitud sería el alza de tarifas que permita mejorar la calidad de suministro? ¿Se deben realizar cambios regulatorios en distribución para incentivar la inversión y así reducir la ocurrencia de interrupciones? Todas son preguntas que la autoridad debería empezar a analizar para la distribución, segmento de la industria eléctrica cuya reforma y modernización se ha ido postergando.

[1] NTCS para Sistemas de Distribución
[2] TIC y FIC: Tiempo y Frecuencia de interrupciones a cliente, SAIDI y SAIFI: Tiempo y Frecuencia media de interrupción por cliente.
[3] SAIDI - Energía Abierta
[4] Base de Datps Banco Mundial - Doing Business
[5] Reporte Eléctrico Transmisión y Distribución 2020
[6] https://bit.ly/3oB6ffg

Análisis de operación

Generación

En el mes de junio, la generación total del SEN fue de 7.066 GWh/mes, un 1% inferior a mayo de 2022 (7.136 GWh/mes) y un 4,2% mayor a junio de 2021 (6.782 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación de carbón e hidráulica se redujo un 22% y 13% respectivamente en relación con junio 2021. En contraste, la participación de la generación diésel, eólica, gas y solar aumentaron en un 728%, 18%, 44% y 41% respectivamente en relación con junio 2021 (Ver figura 1).

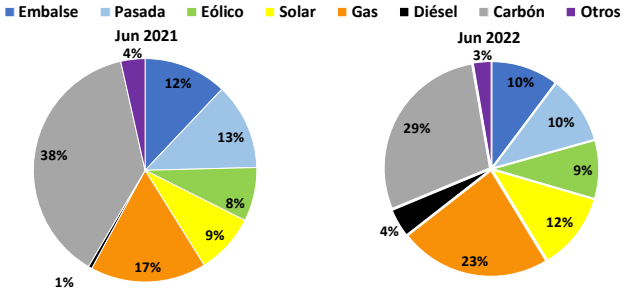
Durante junio estuvieron en mantenimiento mayor la centrales diésel Olivos, Atacama 2 - diésel y Quinteros - diésel (2, 4 y 1 días respectivamente); las centrales de carbón: Guacolda 2 y IEM (3, 29 días, respectivamente); las centrales hidráulicas : Cipreses, Colbún, Ralco, Alfalfal, Alfalfal 2, La Confluencia, Chacayes y Rucue (14,9 17, 30, 20 , 28, 27 y 6 días, respectivamente) y la centrales de gas Quinteros GNL, Quinteros gas Arg, Atacama GNL y San Isidro gas Arg (1, 1, 4 y 1 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de junio, la potencia máxima generada fue de 11.563 MW el día 3, y la mínima fue de 7.823 MW el día 5. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de junio, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

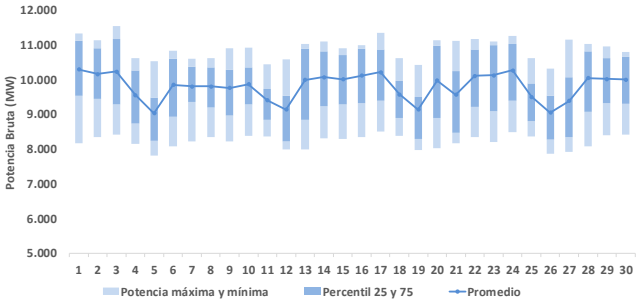
En julio la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 41% del promedio mensual entre los años 1994 y 2021 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (junio 2022), el nivel de excedencia acumulada es igual a 88%, es decir, se ubica en el 12% 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



6.782 GWh/mes — Generación total del mes — 7.066 GWh/mes

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



Potencia máxima mes **11.563 MW**

Potencia mínima mes **7.823 MW**

Figura 2: Generación bruta del SEN a julio 2022 (Fuente: CEN)

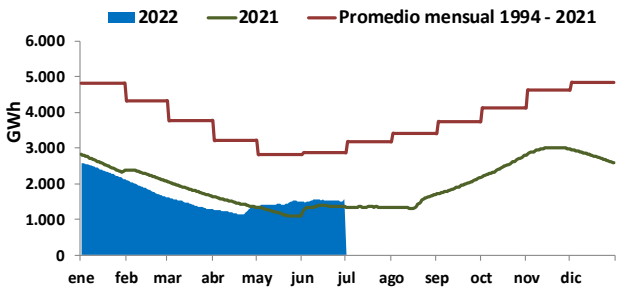


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En junio de 2022 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 189,6 US$/MWh, lo cual registró un aumento de 98,2% con respecto a mayo 2022 (95,6 US$/MWh), y un aumento de 181,9% respecto a junio de 2021 (67,2 US$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en junio de 2022, fue de 201,6 US$/MWh, lo cual reflejó un aumento de un 96,4% con respecto a mayo 2022 (102 US$/MWh), y un aumento de 194,8% respecto a junio de 2021 (68,4 US$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del carbón y el gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 5).

Durante junio 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 471 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Aurora 220 – P.Montt 220 (184 horas), Quillota 110 – S.Pedro 110 (85 horas), Tap Rio Tolten 220 – Ciruelos 220 (78 horas) y Polpaico 500 – Pan de Azúcar 500 (40 horas), con un desacople promedio de 122,2 US$/MWh, 96,7 US$/MWh, 70,4 US$/MWh y 8,1 US$/MWh, respectivamente (ver Tabla 2).

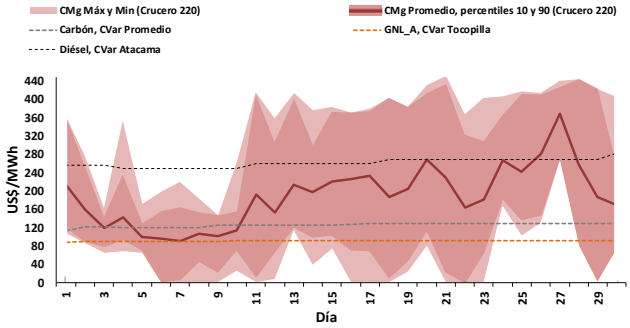


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Crucero 220 (Fuente: CEN)

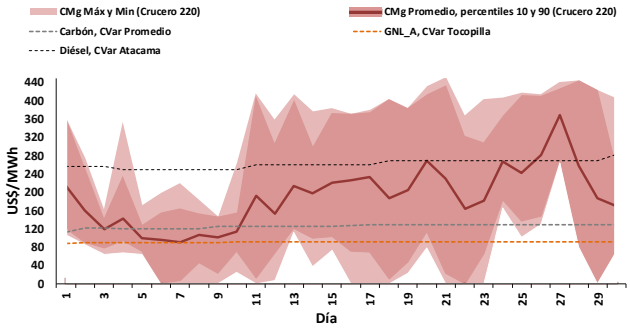


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

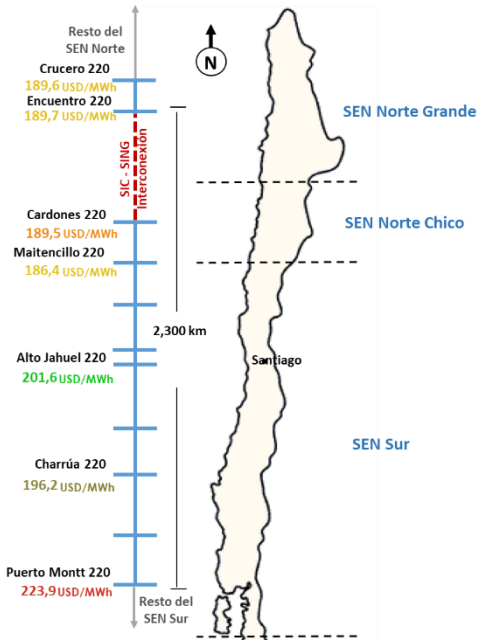


Figura 6: Costo marginal promedio de junio en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
AURORA 220 - P.MONTT 220	184	122,2
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	85	96,7
TAP RIOTOLTEN 220 - CIRUELOS 220	78	70,4
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	40	8,1
D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	33	117,5

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
CHARRUA 220 - MULCHÉN 220	28	175,7
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	10	29,3
TAPTALTAL2 220 - PAPOSO 220	5	14,7
CALAMA 220 - CALAMA 110	3	194,6
LO AGUIRRE 500 - POLPAICO 500	2	121,9

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

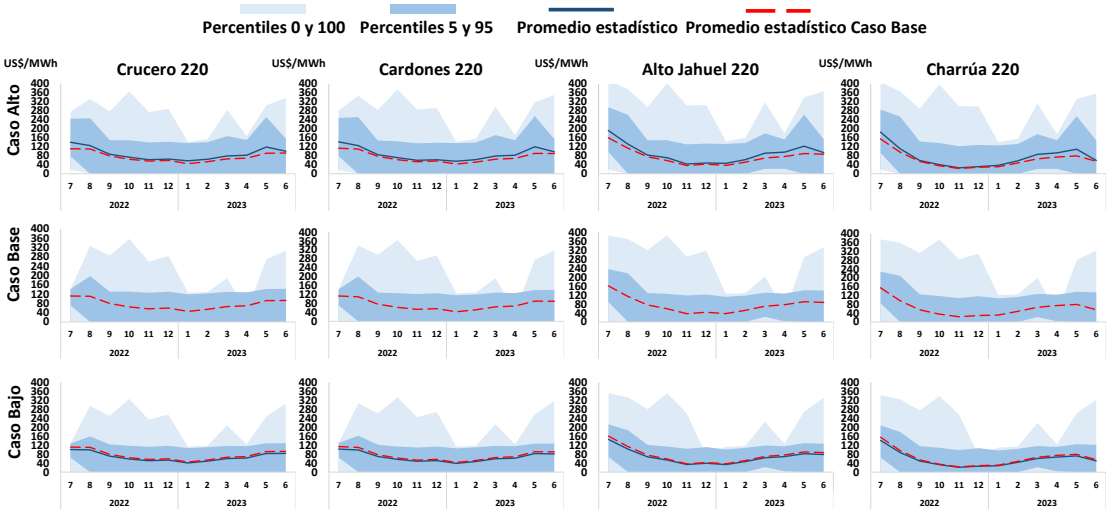


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 junio 2022 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 3.1% para el año 2022 respecto del año 2021. 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 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos			Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
Crecimiento demanda	2022 (Proyectada)		3.1%	3.1%	3.1%
Precios combustibles	Carbón US$/Ton	Mejillones 1 y 2	298.5	331.7	364.9
		Angamos	166.5	185.0	203.5
		Guacolda (promedio)	265.0	294.4	323.8
		Andina	319.8	355.3	390.8
		Hornitos	319.8	355.3	390.8
		Norgener	254.0	282.2	310.4
		N. Ventanas	282.8	314.3	345.7
	Diesel US$/Bbl	Quintero	164.2	182.4	200.6
		Mejillones	163.8	182.0	200.2
	GNL US$/MMBtu	San Isidro 1	11.2	12.4	13.7
		Nehuenco 1	11.4	12.6	-
		Mejillones CTM3	10.9	12.1	-
		U16	10.9	12.1	13.3
		Kelar	9.4	10.4	-
	GN US$/MMBtu	San Isidro 2 (1)	4.0	4.4	-
		U16 (2)	4.0	4.4	-
		Nehuenco 2 (1)	4.0	4.4	-
		Nueva Renca (1)	4.0	4.4	-

(1) 4,4 US$/MMBtu Oct-Abr, 6,1 US$/MMBtu May-Sep
(2) 4,95 US$/MMBtu Nov-Mar, GNL Oct-Abr

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 2.262 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.252,3 MW son solares (con 112,5 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 647,4 MW eólicos, 166 MW de biomasa y 196,9 MW térmicos. Además, se considera el retiro de U14 y U15 para junio y septiembre de 2022, respectivamente, el retiro de Bocamina 2 en septiembre de 2022 y el retiro de Ventanas 2 en septiembre 2022, equivalente a un total de 790,8 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%).

La causa de los altos costos marginales durante el presente mes se debe a, los altos costos de combustibles (Aumento del 3% en promedio respecto a junio 2022), a la indisponibilidad de gas argentino, a la extensión del mantenimiento programado de grandes centrales (Campiche, El Toro, Ralco), limitación forzada (Mejillones, Ventanas 2, Bocamina 2) y especialmente a la falla producida en Polpaico.

Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis del mercado spot por empresa, donde se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En junio, Enel aumentó su generación en base a GNL, diésel e hidráulica mientras que disminuyó su generación en base a gas natural, carbón, solar y eólica con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su generación en base a GNL, diésel e hidráulica mientras que disminuyó su generación en base a carbón, gas natural y solar. Por otro lado, AES Andes disminuyó su producción en base a carbón, solar y eólica. Engie aumentó su producción diésel mientras que disminuyó su producción en base a gas natural y carbón. Por último, Tamakaya aumentó su producción diésel y GNL con respecto al mes pasado.

En junio, las empresas Enel y Engie fueron deficitarias, mientras que AES Andes, Colbún y Tamakaya fueron excedentaria.

Enel Chile

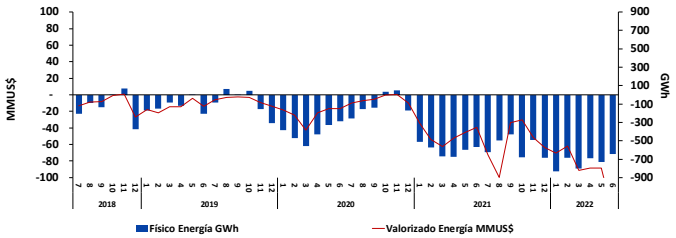
Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2021	May 2022	Jun 2022
Diésel	7	36	48
Carbón	239	300	246
Gas Natural	18	285	181
GNL	434	313	494
Hidro	792	552	654
Solar	60	136	122
Eólico	145	155	141
Getérmica	29	46	18
Total	**1.723**	**1.821**	**1.903**

*Incluye Pehuenche, EGP y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US$/MWh)		
Central	Jun 2021	Jun 2022
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	78,5	115,0
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	34,8	74,2
Taltal Diesel (Prom I y II)	190,9	287,5
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	127,9	261,6

Valor del Agua promedio (US$/MWh)		
Central	Jun 2021	Jun 2022
Embalse Ralco	48,1	141,5

Transferencias de Energía junio 2022	
Total Generación (GWh)	1.903
Total Retiros (GWh)	2.547
Transf. Físicas (GWh)	-644
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-144



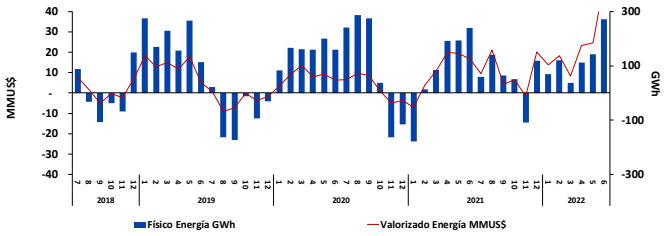
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2021	May 2022	Jun 2022
Diésel	10	30	70
Carbón	256	248	193
Gas Natural	0	83	45
GNL	329	442	475
Hidro	501	316	462
Solar	1	34	28
Eólico	0	0	0
Total	**1.095**	**1.152**	**1.275**

Costos Variables promedio (US$/MWh)		
Central	Jun 2021	Jun 2022
Santa María	34,3	53,5
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	57,0	101,9
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	42,9	71,5
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	111,1	219,6

Valor del Agua promedio (US$/MWh)		
Central	Jun 2021	Jun 2022
Embalse Colbún	58,0	131,6

Transferencias de Energía junio 2022	
Total Generación (GWh)	1.275
Total Retiros (GWh)	1.004
Transf. Físicas (GWh)	271
Transf. Valorizadas (MMUS$)	55



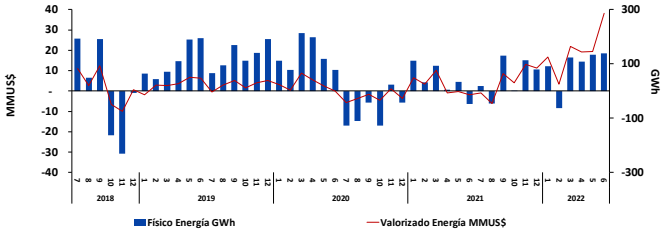
AES Andes

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2021	May 2022	Jun 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	1.555	1.287	1.368
Gas Natural	3	3	4
GNL	52	75	49
Hidro	13	18	15
Solar	15	48	39
Eólico	0	0	0
Otro	1.638	1.432	1.474
Total	**3.275**	**2.863**	**2.948**

*Incluye Cochrane, Campiche, Los Cururos y Angamos, entre otras.

Costos variables promedio (US$/MWh)		
Central	May 2022	Jun 2022
Ventanas II	38,6	107,9
N. Ventanas y Campiche	40,7	112,2
Angamos (prom. 1 y 2)	37,0	71,0
Guacolda III	35,4	105,9

Transferencias de Energía junio 2022	
Total Generación (GWh)	1.474
Total Retiros (GWh)	1.334
Transf. Físicas (GWh)	140
Transf. Valorizadas (MMUS$)	38



Análisis por empresa

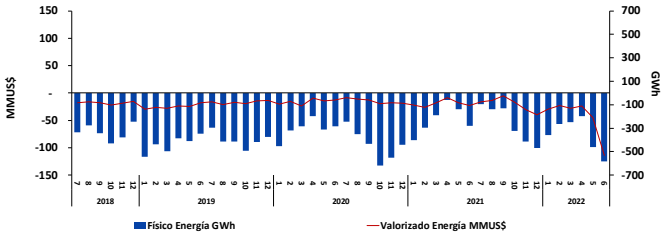
Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2021	May 2022	Jun 2022
Diésel	1	1	45
Carbón	529	306	211
Gas Natural	46	142	58
GNL	55	0	0
Hidro	14	10	12
Solar	8	32	31
Eólico	18	35	34
Total	**672**	**526**	**390**

Costos Variables promedio (US$/MWh)		
Central	Jun 2021	Jun 2022
Andina Carbón	40,7	136,7
Mejillones Carbón	48,0	143,3
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	40,1	90,1

Transferencias de Energía junio 2022	
Total Generación (GWh)	390
Total Retiros (GWh)	973
Transf. Físicas (GWh)	-583
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-114

*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo

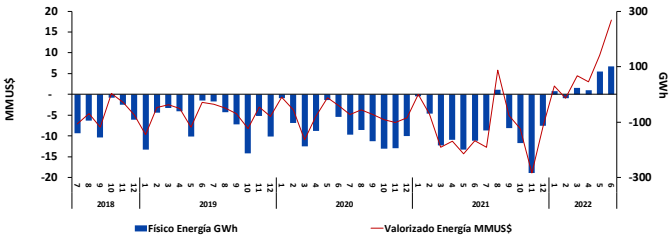


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2021	May 2022	Jun 2022
Diésel	0	5	26
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	120	88	92
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	**120**	**93**	**118**

Costos Variables prom. (US$/MWh)		
Central	Jun 2021	Jun 2022
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	69,2	85,9
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	99,0	210,6

Transferencias de Energía junio 2022	
Total Generación (GWh)	118
Total Retiros (GWh)	17
Transf. Físicas (GWh)	101
Transf. Valorizadas (MMUS$)	18



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 junio de 2022, es de 107,1 US$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra 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 junio de 2022 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
ENDESA	122,6	12.515
E-CL	133,1	7.570
ENEL GENERACIÓN	60,0	5.918
AES GENER	128,9	4.929
El Campesino	127,6	4.000
COLBÚN	110,7	3.650
ACCIONA	90,5	1.106
Abengoa	135,6	950
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	55,9	858
Aela Generación S.A.	86,8	856
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	45,9	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	46,6	638
PANGUIPULLI	136,8	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	51,0	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	49,5	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	46,9	440
San Juan SpA.	121,0	420
WPD MALLECO (Malleco)	59,1	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	50,3	374
Pelumpén S.A.	96,5	335
PUELCHE SUR EÓLICA	52,1	286
MARIA ELENA SOLAR	34,4	280
SONNEDIX COX	62,4	264
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	105,8	195
WPD MALLECO (Malleco II)	58,7	192
Otros	93,2	1.679
Precio Medio de Licitación	**107,1**	**50.043**

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 6/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a junio de 2022 por distribuidora, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
Enel Distribución	94,9	17.900
CGE Distribución	120,7	14.446
Chilquinta	110,0	3.847
SAESA	102,5	5.083
Precio Medio Muestra	**106,3**	**41.277**

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 6/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a abril de 2022, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.761 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 758 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 2.067 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 52% (1.080 GWh) seguido por el aporte eólico con un 33% (672 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 7%, 6% y 2% respectivamente (149, 132 y 33 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante junio de 2022 se registró 6,3 GWh de energía solary eólica vertida, lo que refleja una reducción del 73% conrespecto a mayo 2022 (24 GWh) y un aumento del 2.744%con respecto a junio del 2021 (0,8 GWh, ver Figura 9).

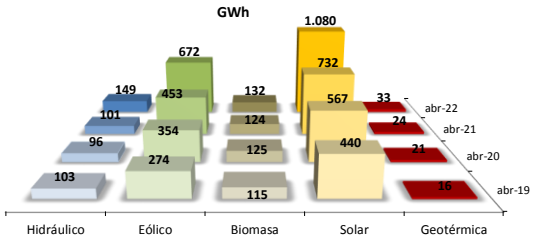


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

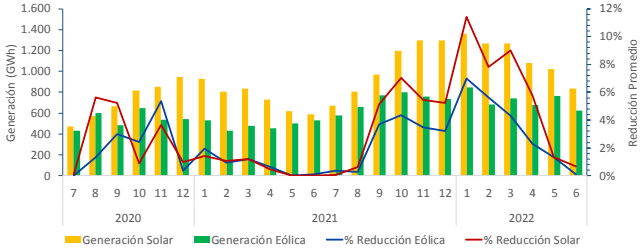


Figura 9: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de junio
(Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-410 CNE (30-06-2022) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.499 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 72% corresponde a tecnología solar (3.964 MW), un 13% a tecnología eólica (724 MW), un 10% de tecnología hidráulica (547 MW), un 2,1% de tecnología solar con BESS (115 MW), un 1,6% de tecnología térmica (88 MW), un 1% de tecnología BESS (57 MW) y un 0,1% de tecnología biomasa (3 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

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]
Campos del Sol II	jul-22	Solar	370
PE Llanos del Viento	jul-22	Eólica	156
Proyecto FV Coya	jul-22	Solar	180
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98
Ampliación Parque Eólico Calam	jul-22	Eólica	12
Central de Respaldo Maitencillo	ago-22	Térmica	67
Meseta de Los Andes	sep-22	Solar	153
Las Salinas	sep-22	Solar	364
Parque Eólico Cardonal	sep-22	Eólica	33
Parque Fotovoltaico El Manzano	oct-22	Solar	87
Parque Eólico Manantiales	nov-22	Eólica	27
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	dic-22	Solar	18
Proyecto Solar Fotovoltaico Elenc	dic-22	Solar	270
Parque Eólico Atacama	dic-22	Eólica	165
Campo Lindo - Etapa 1	ene-23	Eólica	67
Parque Eólico Caman - Etapa 1	feb-23	Eólica	146
CH Los Lagos	feb-23	Hidráulica	49
Virtual Reservoir Etapa 2 (VR2)	mar-23	BESS	49

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

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a junio de 2022, totalizan 11.550 MW con una inversión de MMUS$ 11.973 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 70.794 MW con una inversión de MMUS$ 127.918 (ver Tabla 7).

Durante el mes de junio, 2 proyectos obtuvieron RCA favorable, uno de tipo solar y otro de gas natural, sumando una potencia nominal de 19,3 MW. Destacando el proyecto de ampliación de la central Teno de 10,3 MW. Por otro lado, entraron en calificación 6 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 847,7 MW, de los cuales destaca el Parque Eólico Los Lagos del Sur y la Central Hidroeléctrica San Carlos de 283,8 y 154,4 MW respectivamente. Finalmente, se rechazaron y desistieron 3 proyectos con una capacidad total de 363 MW.

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	3.353	3.571	13.661	24.706
Hidráulica	324	862	3.926	6.654
Solar	4.974	4.795	35.105	60.434
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diésel	0	0	2.957	6.565
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.075	8.000
Mixto (solar + eólica)	2.322	2.064	0	0
Almacenamiento	59	185	0	0
TOTAL	**11.550**	**11.973**	**70.794**	**127.918**

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Se publica en el Diario Oficial Decreto 3T que Fija Precios de Nudo de Corto Plazo en el Sistema Eléctrico Nacional (ver más).
- Se publica Resolución Exenta N°27 que Nombra los Integrantes y Secretaría Abogada del Panel de Expertos (ver más).

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Resolución Exenta N°527, que modifica Artículo 7-7 Transitorio de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (ver más).
- Se publica Resolución Excenta N° 559, que Comunica a la Realización del Mecanismo de Subasta Establecida en la Segunda Etapa de Adjudicación del Proceso "Licitación de Suministro 2022/01"(ver más).

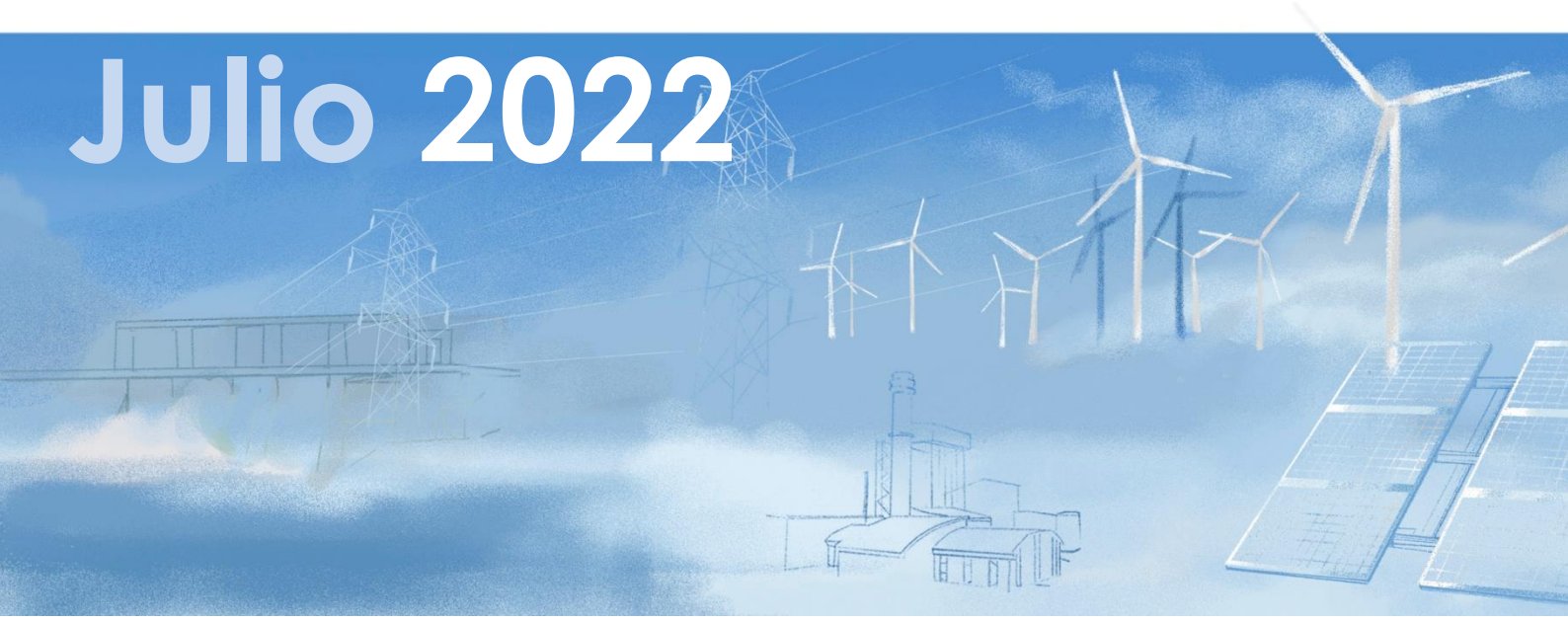
Senado

- Se aprueba Proyecto de Ley que Crea un Fondo de Estabilización y Emergencia Energética y Establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Correspondiente al Boletín N° 14.991-08 (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.